



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ
ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ



Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Συστήματα Διαχείρισης της Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος»

Διπλωματική Εργασία

**Αποτίμηση οφέλους για καταναλωτές και Σύστημα
από την εφαρμογή δυναμικών τιμολογίων
βασισμένων σε μεθόδους διαχείρισης ζήτησης
ηλεκτρικής ενέργειας DSM**

ΜΠΑΡΟΥΞΗ ΣΤΥΛΙΑΝΗ, Α.Μ. 1220

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΑΣΗΜΑΚΟΠΟΥΛΟΣ ΔΙΟΝΥΣΗΣ

Δεκέμβριος 2015

Περίληψη

Ο γενικότερος συλλογιστικός στόχος της παρούσας έρευνας είναι να αναδειχθεί ο ρόλος των προγραμμάτων διαχείρισης ενέργειας (DSM) στο υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Αντικείμενο της έρευνας, υπήρξε η μελέτη πιλοτικών προγραμμάτων στα οποία εφαρμόστηκαν διαφορετικά είδη δυναμικής τιμολόγησης σε ομάδες οικιακών καταναλωτών, στη διεθνή κοινότητα. Ειδικότερος στόχος, είναι να προσδιοριστεί η αντίδραση των καταναλωτών απέναντι σε τέτοιου είδους προγράμματα.

Σκοπός της έρευνας είναι να αναδειχτεί την αξία των τεχνικών απόκρισης ζήτησης (DR), και πως αυτή επιτυγχάνεται με την αξιοποίηση νέων τεχνολογιών που διευκολύνουν τον τελικό καταναλωτή να συμμετάσχει, αλλά φυσικά και καθιερωμένων τεχνικών παρότρυνσης όπως η ενημέρωση.

Στο κεφάλαιο 1 παρουσιάζεται η δομή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας, οι διακριτοί ρόλοι των φορέων της καθώς και η πορεία μετάβασης προς την απελευθερωμένη αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Το κεφάλαιο 2 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά ενός Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου και η συμβολή του στην διείσδυση των ΑΠΕ. Επίσης, ορίζονται οι Έξυπνοι Μετρητές Ηλεκτρικής Ενέργειας και καταγράφεται η συμβολή τους στο Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο. Ορίζονται τα χαρακτηριστικά τους καθώς και τα οφέλη που προκύπτουν από την εγκατάστασή τους.

Στο κεφάλαιο 3 γίνεται εισαγωγή στα προγράμματα και τις τεχνικές της διαχείρισης της ζήτησης ΗΕ. Η διαχείριση της ζήτησης κατηγοριοποιείται σε δράσεις ενεργειακής αποδοτικότητας και σε προγράμματα απόκρισης της ζήτησης. Παρουσιάζονται τα οφέλη ανά τομέα και δίνονται παραδείγματα εφαρμογής τους.

Στο κεφάλαιο 4, ορίζεται η έννοια της Δυναμικής Τιμολόγησης της Ηλεκτρικής Ενέργειας. Παρουσιάζονται αναλυτικά τα διαφορετικά είδη των προγραμμάτων που εφαρμόζονται αλλά και οι προϋποθέσεις ομαλής μετάβασης στο νέο τύπο τιμολογίων.

Στο κεφάλαιο 5, που αποτελεί και το σημαντικότερο τμήμα της έρευνας, γίνεται μια συγκριτική μελέτη διεθνών πιλοτικών προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αυτών, ανά τύπο τιμολόγησης, τα κοινά ευρήματα των μελετών αλλά και τα σημεία που χρήζουν περεταίρω διερεύνησης. Για το σκοπό αυτό, επιλέχθηκαν 29 πιλοτικά προγράμματα με κριτήριο την βέλτιστη οργάνωση της έρευνας αλλά και την συχνότητα εμφάνισης τους στη βιβλιογραφία, βάση φυσικά διαθέσιμων δεδομένων. Λεπτομέρειες για την κάθε μελέτη ξεχωριστά παρουσιάζονται στο παράρτημα της παρούσας εργασίας.

Εν τέλει, στο 6ο κεφάλαιο, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της μελέτης και πως αυτά επηρεάζουν τους τελικούς καταναλωτές αλλά και το συνολικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Ευχαριστίες

Σε αυτό το μέρος θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους όσους συνέβαλαν με τον οποιοδήποτε τρόπο στην επιτυχή εκπόνηση αυτής της διπλωματικής εργασίας.

Θέλω να ευχαριστήσω τον υπεύθυνο καθηγητή της εργασίας μου κ. Διονύσιο Ασημακόπουλο, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με το συγκεκριμένο θέμα.

Στη συνέχεια, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Κωσταντίνο Κανελλόπουλο για την επίβλεψη της διπλωματικής εργασίας μου. Μέσα σε αυτό το διάστημα ήταν πάντα διαθέσιμος να ασχοληθεί με κάθε απορία μου σχετικά με το θέμα.

Δεν θα μπορούσα, βεβαίως, να παραλείψω να ευχαριστήσω όλους όσους ήταν δίπλα όλο αυτό το διάστημα και με βοήθησαν ο καθένας με το δικό του τρόπο.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ μέσα από τη καρδιά μου ανήκει στους γονείς μου, που τόσα χρόνια με στηρίζουν σε κάθε βήμα της ζωής μου και στους οποίους οφείλω όλη τη διαδρομή των σπουδών μου μέχρι σήμερα.

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	- 1 -
Ευχαριστίες.....	- 2 -
Λίστα γραφημάτων	- 6 -
Λίστα πινάκων	- 7 -
Γλωσσάριο	- 8 -
1. Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	- 9 -
1.1. Μετάβαση στην απελευθερωμένη αγορά – Θεσμικό πλαίσιο.....	- 9 -
1.1.1. Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	- 11 -
1.2. Διακριτές δομές στην αγορά ΗΕ.....	- 13 -
1.2.1. Μακροχρόνια αγορά	- 14 -
1.2.2. Βραχυχρόνια (Χονδρεμπορική) Αγορά.....	- 15 -
1.2.3. Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας	- 16 -
1.3. Δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	- 17 -
1.4. Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ)	- 18 -
2. Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο (Smart Grid).....	- 23 -
2.1. Περιγραφή.....	- 23 -
2.2. Εννοιολογικό μοντέλο έξυπνου δικτύου.....	- 25 -
2.3. Η μετάβαση από το σήμερα στο αύριο	- 27 -
2.4. Έξυπνα δίκτυα και ΑΠΕ.....	- 29 -
2.5. Έξυπνοι μετρητές.....	- 31 -
2.6. Οφέλη από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών	- 34 -
2.6.1. Οφέλη για τους καταναλωτές	- 34 -
2.6.2. Οφέλη για τους προμηθευτές ΗΕ.....	- 36 -
2.6.3. Οφέλη για το διαχειριστή του Δικτύου Διανομής	- 38 -
2.6.4. Οφέλη για το κοινωνικό σύνολο	- 38 -
3. Διαχείριση ζήτησης (Demand Side Management)	- 40 -
3.1. Ορισμός	- 40 -
3.1.1. Βασικές τεχνικές του DSM που έχουν εφαρμοστεί.	- 45 -
3.1.2. Παράμετροι υλοποίησης μέτρων DSM	- 46 -
3.1.3. Εμπόδια για την ενσωμάτωση του DSM	- 47 -
3.1.4. Η αξία της εφαρμογής προγραμμάτων Διαχείρισης της Ζήτησης	- 47 -
3.2. Ενεργειακή Αποδοτικότητα.....	- 48 -

Απόκριση Ζήτησης (DR).....	- 49 -
3.3.....	- 49 -
3.3.1. Ορισμός	- 49 -
3.4. Εφαρμογές Απόκρισης Ζήτησης στην Ευρώπη	- 53 -
4. Δυναμική τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας.....	- 56 -
4.1. Εισαγωγή.....	- 56 -
4.2. Κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή της ΗΕ	- 57 -
4.3. Προγράμματα Δυναμικής Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	- 59 -
4.3.1. Time of Use Tariff (TOU).....	- 59 -
4.3.2. Critical Peak Pricing (CPP).....	- 60 -
4.3.3. Real Time Pricing (RTP).....	- 62 -
4.4. Βήματα ομαλής μετάβασης στη δυναμική τιμολόγηση	- 65 -
5. Συγκριτική μελέτη διεθνών πιλοτικών προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης σε οικιακούς καταναλωτές	- 67 -
5.1. Πιλοτικά προγράμματα	- 68 -
5.1.1. Day-in day-out DSR (ToU).....	- 69 -
5.1.2. Critical peak DSR (CPP/CPR)	- 72 -
5.1.3. Real time Pricing (RTP)	- 75 -
Ευρήματα σε σχέση με την διαφοροποίηση της ζήτησης	- 76 -
5.2.....	- 76 -
5.2.1. ToU	- 77 -
5.2.2. Critical peak (CPP & CPR).....	- 78 -
5.2.3. Σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων των TOU, CPP και CPR μελετών. ...	- 83 -
5.2.4. RTP.....	- 85 -
5.3. Άλλα ευρήματα	- 87 -
5.3.1. Απόκριση ζήτησης με αυτοματισμούς.....	- 87 -
5.3.2. Απόκριση ζήτησης με αυξημένο επίπεδο ενημέρωσης καταναλωτών	- 89 -
5.3.3. Θετική αντίληψη καταναλωτών σε DSR μεθοδολογίες	- 91 -
5.4. Αποτελέσματα όπου εμφανίζονται ασάφειες	- 94 -
5.4.1. Ευάλωτοι και χαμηλού εισοδήματος καταναλωτές	- 94 -
5.4.2. Οι επιπτώσεις μη οικονομικών κινήτρων	- 96 -
5.4.3. Αλλαγή συμπεριφοράς καταναλωτών κατά τη διάρκεια των δοκιμών.....	- 97 -
5.4.4. Διαχρονικότητα αποτελεσμάτων DSR παρεμβάσεων.....	- 99 -
5.5. Εφαρμογή διεθνών ευρημάτων στην Ελλάδα	- 100 -
6. Συμπεράσματα	- 103 -
6.1. Αντίδραση Οικιακών καταναλωτών.....	- 103 -

6.2. Οφέλη οικιακών καταναλωτών.....	- 104 -
6.3. Οφέλη στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.....	- 104 -
Βιβλιογραφία.....	- 106 -
Παράρτημα.....	- 114 -

Λίστα γραφημάτων

Γράφημα 1: Λειτουργία της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ - ΚΣΗΕ, 2013)	- 18 -
Γράφημα 2: Ημερήσια Ποσοστιαία (%) κατανομή του Καυσίμου/Εισαγωγών/Εξαγωγών που όρισαν ΟΤΣ, Απρίλιος 2015 (ΛΑΓΗΕ, 2015)	- 19 -
Γράφημα 3: Διαμόρφωση της καμπύλης προσφοράς (Περράκης, 2012).....	- 20 -
Γράφημα 4: Επίδραση της ζήτησης στη διαμόρφωση της ΟΤΣ (Περράκης, 2012).....	- 21 -
Γράφημα 5: Επίδραση των ΜΤΠ στη διαμόρφωση της ΟΤΣ (Περράκης, 2012)	- 21 -
Γράφημα 6: Αναπαράσταση δομής έξυπνου δικτύου (Marris, 2008)	- 23 -
Γράφημα 7: Τρόποι μεταβολής της καμπύλης φορτίου (CRA, 2005)	- 41 -
Γράφημα 8: Παραδείγματα καμπυλών φορτίου με διάφορες τεχνικές μείωσης του (Kiliccote, 2005).....	- 43 -
Γράφημα 9: Συστατικά μέρη του DSM (Παναπακίδης κ.α., 2012).....	- 44 -
Γράφημα 10: Η επιρροή του DR στις τιμές ΗΕ (Stavrogiannis, 2010).	- 50 -
Γράφημα 11: Ο ρόλος του DR στον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (DEO, 2006).....	- 53 -
Γράφημα 12: Η επίδραση της ζήτησης, η οποία καθορίζεται με βάση τις τιμές της χονδρικής αγοράς, ως ποσοστό της ελαστικότητας της τιμής αυτής (Hirst and Kirby, 2001)	- 59 -
Γράφημα 13: Τιμολόγιο TOU (FERC, 2006)	- 60 -
Γράφημα 14: Τιμολόγιο CPP (FERC, 2006)	- 61 -
Γράφημα 15: Τιμολόγιο RTP (FERC, 2006)	- 62 -
Γράφημα 16: Two-part RTP τιμολόγηση (Goldman, 2005).....	- 64 -
Γράφημα 17: Σχέση μεταξύ ρίσκου λόγω αβεβαιότητας τιμών και πιθανής ανταμοιβής καταναλωτών (Sergici and Faruqi, 2011)	- 66 -
Γράφημα 18: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής αιχμής με μη-αιχμής σε TOU τιμολόγηση.....	- 78 -
Γράφημα 19: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής κρίσιμης αιχμής με μη-κρίσιμης αιχμής σε CPP τιμολόγηση	- 81 -
Γράφημα 20: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής ή έκπτωσης κρίσιμης αιχμής με μη-κρίσιμης αιχμής σε CPR τιμολόγηση	- 81 -
Γράφημα 21: Σύγκριση της μείωσης ζήτησης σε έρευνες με συνδυασμό , CPP & CPR.....	- 82 -
Γράφημα 22: Σύγκριση της μείωσης ζήτησης σε σχέση με διαφοροποίηση τιμής ανά είδος τιμολογίου	- 85 -
Γράφημα 23: Αριθμός δοκιμών ανά χώρα.....	- 100 -

Λίστα πινάκων

Πίνακας 1: Σύγκριση συμβατικού και του έξυπνου δικτύου (Wissner, 2011).....	- 28 -
Πίνακας 2: Συγκριτικός πίνακας χαρακτηριστικών μετρητικών συστημάτων (Parrondo, 2011).....	- 34 -
Πίνακας 3: Μελέτες ΤΟΥ	- 69 -
Πίνακας 4: Μελέτες CPP & CPR	- 72 -
Πίνακας 5: Μελέτες με real-time τιμολόγηση.....	- 75 -
Πίνακας 6: Απόκριση ζήτησης σε μελέτες ΤΟΥ.....	- 77 -
Πίνακας 7: Απόκριση ζήτησης σε μελέτες CPP & CPR.....	- 78 -
Πίνακας 8: Μελέτες που περιλαμβάνουν χρήση αυτοματισμών ή άμεσου ελέγχου φορτίου	- 87 -
Πίνακας 9: Οι μελέτες με Real-time ενημέρωση καταναλωτών	- 90 -
Πίνακας 10: Οφέλη εμπλεκόμενων από προγράμματα απόκρισης της ζήτησης	- 105 -

Γλωσσάριο

AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automated Meter Reading
BYO	Built-Your-Own
CBL	Customer Baseline Load
CPP	Critical Peak Pricing
DR / DSR	Demand Side Response
DSM	Demand Side Management
ED-CPP	Extreme Day Cpp
EDP	Extreme Day Pricing
F-CPP	Fixed Price CPP
HVAC	Heating, Ventilation, And Air Conditioning Systems
ICT	Information And Communications Technology
IEE	Institute For Electric Efficiency
IHD	In-Home Display
LM	Load Management
PLC	Power Line Carrier
PTR / CPR	Peak Time Rebate / Critical Peak Rebate
RF	Ραδιοσυχνότητες
RTP	Real Time Pricing
TOU	Time Of Use
V-CPP	Variable CPP
VPP	Variable Peak Pricing
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΧΠ	Αγορά Χονδρικής Πώλησης
ΔΔ	Δίκτυο Διανομής
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΕ	Energy Efficiency
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΤΜΕΑΡ	Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων
ΗΔ	Ηλεκτρικό Δίκτυο
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενεργεία
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΠΧ	Κατανομή Πραγματικού Χρόνου
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Μ/Σ	Μετασχηματιστές
ΜΤ	Μέση Τάση
ΜΤΠ	Μη Τιμολογούμενες Προσφορές
ΟΤΑ	Οριακής Τιμής Αποκλίσεων
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΚ	Προγράμματα Κατανομής
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΔΙ	Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΣΜ	Σύστημα Μεταφοράς
ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς
ΧΤ	Χαμηλή Τάση

1. Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια, υπό ένα οικονομικό πρίσμα, αντιμετωπίζεται σαν ένα αγαθό ικανό να πωλείται, να αγοράζεται και να είναι εμπορεύσιμη. Όπως σε κάθε οικονομία, όπου διακινούνται αγαθά και υπηρεσίες, έτσι και στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με το σύστημα που επικρατεί, καθορίζεται και η τιμή της. Μια αγορά μπορεί να λειτουργεί υπό μονοπωλιακό καθεστώς, υπό καθεστώς πλήρους ανταγωνισμού ή σε ολιγοπωλιακό περιβάλλον. Θεωρητικά αυτό μπορεί να συμβεί και για την ηλεκτρική ενέργεια.

Έως τώρα, η ηλεκτρική ενέργεια, ήταν ένα αγαθό που προσφερόταν από μία μόνο επιχείρηση, η οποία στις περισσότερες χώρες ήταν κρατική. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας να αποτελεί μονοπώλιο υπό δημόσιο έλεγχο με τη μοναδική επιχείρηση που παρήγαγε και εμπορευόταν ηλεκτρική ενέργεια να έχει τη δυνατότητα να καθορίζει τόσο την τιμή, μετά την έγκρισή της από το κράτος, όσο και την ποσότητα προσφοράς. Τα τελευταία χρόνια η αγορά μετατρέπεται βαθμιαία σε ολιγοπωλιακή, καθώς το ισχύον θεσμικό πλαίσιο επιτρέπει την είσοδο και άλλων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτήν. Έτσι, δημιουργείται σταδιακά μια απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Βασική διαφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα άλλα αγαθά είναι ότι από τη φύση της είναι δύσκολο να αποθηκευτεί και πρέπει να είναι διαθέσιμη ανά πάσα στιγμή, καλύπτοντας τη ζήτηση. Ωστόσο, η ζήτηση μεταβάλλεται εντός ευρέων ορίων μέσα στον ημερήσιο κύκλο αλλά και εποχιακά μέσα στον ενιαύσιο κύκλο. Για το λόγο αυτό πρέπει να υπάρχουν σημαντικά περιθώρια εφεδρείας ισχύος προκειμένου να καλύπτεται η ζήτηση. Επιπλέον, εκτός από την ανελαστικότητα της ζήτησης είναι δυνατόν και η προσφορά να εξαρτάται από απρόβλεπτους παράγοντες, όπως π.χ. οι καιρικές συνθήκες. Αυτό επηρεάζει κυρίως τους ηλεκτροπαραγωγούς που στηρίζονται στην υδροηλεκτρική, αιολική και ηλιακή παραγωγή. Σημειώνεται, επίσης, ότι ο ηλεκτρισμός, ως αγαθό είναι ομογενές προϊόν. Αυτό σημαίνει ότι όταν παρέχεται, μέσω ενός δικτύου, έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (π.χ. τάσεως και συχνότητας) για όλους τους καταναλωτές ανεξάρτητα από ποιο παραγωγό προέρχεται η ενέργεια. Έτσι, ο ανταγωνισμός μεταξύ των παραγωγών περιορίζεται μόνο στο επίπεδο της τιμής του προϊόντος χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας. Οι αγορές ηλεκτρισμού μπορούν να εκτείνονται και εκτός εθνικών συνόρων, με τη διασύνδεση και ενοποίηση μεμονωμένων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργούν κάτω από διαφορετικές συνθήκες.

1.1. Μετάβαση στην απελευθερωμένη αγορά – Θεσμικό πλαίσιο

Ακολουθώντας τις διεθνείς τάσεις και τις ευρωπαϊκές οδηγίες που αφορούν την αγορά ΗΕ, το μονοπωλιακό καθεστώς της Ελληνικής αγοράς μετατρέπεται σταδιακά σε μια απελευθερωμένη αγορά.

Το σημερινό νομικό πλαίσιο απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στη Ελλάδα βασίζεται κυρίως στο νόμο 2773/99, ο οποίος θεσμοθετήθηκε με βάση την Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ και αποτελεί τη βάση για τη λειτουργία της απελευθερωμένης ελληνικής αγοράς ΗΕ. Το νομικό αυτό πλαίσιο αναφέρεται σε τέσσερις κώδικες, οι οποίοι καθορίζουν :

- τους κανόνες που διέπουν τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ,
- τη διαδικασία προμήθειας των επιλεγόντων πελατών από τους προμηθευτές ΗΕ,
- τους τεχνικούς κανόνες που ακολουθούνται κατά τη λειτουργία του ΣΜ και διανομής,
- τα θέματα που σχετίζονται με την ευρύτερη ενεργειακή πολιτική της χώρας με επίκεντρο τα ζητήματα που προκύπτουν από την απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ.

Με το νόμο 2773/99 δημιουργήθηκε ένα νέο περιβάλλον στην ελληνική αγορά ΗΕ, με τους εξής παράγοντες:

- Οι παραγωγοί,
- Οι προμηθευτές,
- Οι επιλέγοντες πελάτες,
- Ανεξάρτητοι φορείς, μεταξύ των οποίων περιλαμβάνονται τα θεσμικά όργανα που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ΗΕ και είναι : η ΡΑΕ, ο ΑΔΜΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ , ο ΔΕΔΔΗΕ και η ΔΕΗ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ ανέλαβαν τις αρμοδιότητες που ανήκαν μέχρι το 2011 στο ΔΕΣΜΗΕ)

Μια σειρά νέων νόμων και τροποποιήσεων του αρχικού νόμου 2773/99 επιφέρουν σημαντικές αλλαγές στη λειτουργία της απελευθερωμένης ελληνικής αγοράς ΗΕ, στην κατεύθυνση πάντα της όσο το δυνατόν ομαλότερης μετάβασης από τη μονοπωλιακή κατάσταση στον ελεύθερο ανταγωνισμό. Ενδεικτικά, σύμφωνα με τον ν. 3175/03 έπαψε να προβλέπεται επιδότηση ή υποχρεωτική αγορά της ΗΕ από τις νέες ιδιωτικές μονάδες παραγωγής ΗΕ, ενώ επιπλέον, αναβαθμίστηκε ο ρόλος του τότε Διαχειριστή του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ), αναλαμβάνοντας και αρμοδιότητες λειτουργού ημερήσιας αγοράς ΗΕ, αρμοδιότητα που σήμερα κατέχει ο ΛΑΓΗΕ.

Με το νόμο 4001/2011 σε συμμόρφωση με την ευρωπαϊκή οδηγία 2009/72/ΕΚ έπαυσε η λειτουργία του ΔΕΣΜΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ αναλαμβάνει τις αρμοδιότητες λειτουργού ημερήσιας αγοράς ΗΕ και ο ΑΔΜΗΕ αναλαμβάνει τη διαχείριση του ΣΜ ΗΕ. Επιπλέον, θεσμοθετήθηκε η παρουσία των εμπόρων ΗΕ στην ελληνική αγορά για την εμπορία ΗΕ μέσω διεθνών διασυνδέσεων γειτονικών χωρών.

Επιπλέον, το 2010 με το ν. 3851/2010 στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2009/28/ΕΚ, εκπονήθηκε και υποβλήθηκε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, που αποτελεί το κατεξοχήν εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού μέχρι το έτος 2020 (ΑΔΜΗΕ, 2014).

1.1.1. Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι κύριοι Συμμετέχοντες και τα βασικά καθήκοντα τους στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα:

1.1.1.1. Παραγωγοί, Αυτοπαραγωγοί

Οι Παραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες παραγωγής εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων. Οι Αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι Άδειας Παραγωγής οι οποίοι παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για δική τους χρήση και εγχέουν την περίσσεια της ενέργειας στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

1.1.1.2. Προμηθευτές

Οι Προμηθευτές είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας που αγοράζουν ενέργεια απευθείας μέσω του ΗΕΠ για την πώληση της σε τελικούς πελάτες. Να σημειωθεί ότι ο κάτοχος της Άδειας Προμήθειας μπορεί να ασκεί και τη δραστηριότητα της Εμπορίας Ηλεκτρικής Ενέργειας, χωρίς να απαιτείται για την άσκηση της δραστηριότητας αυτής η κατοχή Άδειας Εμπορίας (ΦΕΚ Β' 2940/05.11.20012).

1.1.1.3. Έμποροι

Οι Έμποροι είναι κάτοχοι Άδειας Εμπορίας που χορηγείται για την διενέργεια συναλλαγών στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας αποκλειστικά μέσω διεθνών διασυνδέσεων των ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας με ηλεκτρικά συστήματα όμορων χωρών.

- *Εισαγωγείς*

Οι Εισαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από εξωτερικούς Παραγωγούς ή Προμηθευτές και εγχέουν τις ποσότητες αυτές στον ΗΕΠ μέσω των Διασυνδέσεων. Εισαγωγές μέσω των Διασυνδέσεων μπορούν να προγραμματίζονται και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες για δική τους χρήση.

- *Εξαγωγείς*

Οι Εξαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Παραγωγής ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από τον ΗΕΠ ώστε να τις εξάγουν σε άλλες χώρες μέσω των διασυνδέσεων.

1.1.1.4. Πελάτες (Επιλέγοντες – Αυτοπρομηθευόμενοι)

Οι Επιλέγοντες Πελάτες είναι οι καταναλωτές ΥΤ και ΜΤ και επιλέγουν να προμηθεύονται ΗΕ μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ενέργειας προς ιδιωτική και

αποκλειστική χρήση. Σύμφωνα με τον ανωτέρω νόμο, ως επιλέγοντες χαρακτηρίζονται οι καταναλωτές με ετήσια κατανάλωση άνω των 100 GWh.

1.1.1.5. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή που θεσμοθετήθηκε τον Ιούλιο του 2000, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της ελληνικής αγοράς ενέργειας και κατά συνέπεια της εγχώριας αγοράς ΗΕ. Παράλληλα παρακολουθεί τη λειτουργία ελληνικής αγοράς ΗΕ σε σχέση με τις ξένες αγορές, ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται.

Η ΡΑΕ σύμφωνα με το νόμο 4001/2011 (Άρθρο 5 “Νομική φύση της ΡΑΕ”) είναι ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή με έδρα την Αθήνα, έχει νομική προσωπικότητα και παρίσταται αυτοτελώς σε δίκες που έχουν ως αντικείμενο πράξεις ή παραλείψεις της ή έννομες σχέσεις που την αφορούν. Η ΡΑΕ υπόκειται μόνο σε κοινοβουλευτικό και σε δικαστικό έλεγχο. Αποτελεί φορέα στον οποίον έχουν ανατεθεί θεμελιώδεις στόχοι τους οποίους επιδιώκουν τόσο η Ευρωπαϊκή Ένωση όσο και η ελληνική πολιτεία, όπως η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, η προστασία του περιβάλλοντος στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας, η ενίσχυση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας της εθνικής οικονομίας, η ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη αλλά και την προστασία του καταναλωτή. Ειδικότερα, η ΡΑΕ έχει γνωμοδοτική αρμοδιότητα στη χορήγηση αδειών παραγωγής ΗΕ από συμβατικά καύσιμα και αποφασιστική αρμοδιότητα για τη χορήγηση αδειών παραγωγής ΗΕ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Τέλος, πρέπει να επισημανθεί ότι η ΡΑΕ έχει την αποκλειστική αρμοδιότητα ελέγχου των υπολοίπων φορέων ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ και ΔΕΗ (ΡΑΕ, 2015).

1.1.1.6. Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)

Ο ΛΑΓΗΕ αποτελεί το ελληνικό χρηματιστήριο αγοράς ΗΕ. Εφαρμόζει τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 που αφορούν την αγορά ΗΕ και είναι αρμόδια για τη λειτουργία των δύο διακριτών αγορών:

- Της βραχυχρόνιας - χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ και επικουρικών υπηρεσιών, η οποία ρυθμίζεται μέσω του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (Energy and Ancillary Services Market)
- Της μακροχρόνιας αγοράς διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market)

Ασκεί τις δραστηριότητες που ανήκαν στο Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς ΗΕ (ΔΕΣΜΗΕ), εκτός από αυτές που μεταφέρθηκαν στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς ΗΕ (ΑΔΜΗΕ) (ΛΑΓΗΕ, 2015).

1.1.1.7. *Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)*

Ο ΑΔΜΗΕ έχει συσταθεί σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς ΗΕ (ΕΣΜΗΕ). Οι βασικές αρμοδιότητες του είναι:

- η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ΗΕ με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο
- και η διατύπωση της ημερήσιας πρόβλεψης φορτίου που χρησιμοποιείται επισήμως από τον ΛΑΓΗΕ για την κατάστρωση του ΗΕΠ (ΑΔΜΗΕ, 2015).

1.1.1.8. *Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)*

Ο ΔΕΔΔΗΕ προέκυψε από την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με την οργάνωση των αγορών ΗΕ και έχει αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής. Είναι κατά 100% θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ, ωστόσο είναι ανεξάρτητη λειτουργικά και διοικητικά, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στο ανωτέρω νομικό πλαίσιο. Αντικείμενο του ΔΕΔΔΗΕ είναι:

- η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του Δικτύου Διανομής ΗΕ στην Ελλάδα και
- η διασφάλιση της διαφανούς και ισότιμης πρόσβασης των καταναλωτών στο δίκτυο (ΔΕΔΔΗΕ, 2015).

1.2. Διακριτές δομές στην αγορά ΗΕ

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι του ασφαλούς εφοδιασμού και της οικονομικής βελτιστοποίησης της αγοράς ΗΕ στην Ελληνική Επικράτεια, απαιτείται ο αποτελεσματικός συνδυασμός μακροχρόνιων αποφάσεων για την εγκατάσταση και τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά και βραχυχρόνιων αποφάσεων για την ορθή κατανομή των πόρων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Στο πλαίσιο αυτό, η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρισμού δομείται από τρεις επιμέρους αγορές που είναι διακριτές όσον αφορά τα χρονικά τους πλαίσια αναφοράς:

- τη **Μακροχρόνια Αγορά** που περιλαμβάνει τις επιμέρους αγορές διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market), και εκχώρησης μέσω δημοπρασιών, των Μακροχρόνιων Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις Διασυνδέσεις με τις όμορες χώρες
- τη **Βραχυχρόνια (Χονδρεμπορική) Αγορά Ενέργειας** και επικουρικών υπηρεσιών, που προγραμματίζεται βάσει του Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) (Energy and Ancillary Services Market).
- την **“εκ-των-υστέρων” (Ex-Post) Αγορά Εξισορρόπησης ενέργειας (Balancing Market)**, η οποία προς το παρόν περιορίζεται στον σε μεταγενέστερο χρόνο

υπολογισμό της Οριακής Τιμής αποκλίσεων (ΟΤΑ), με βάση πραγματικά δεδομένα για τις εγχύσεις και τις απομαστεύσεις (προμήθεια, εξαγωγή) που έλαβαν χώρα για κάθε παρελθούσα Ημέρα Κατανομής, και στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων των μετρηθέντων (πραγματικών) ποσοτήτων από τις αρχικά προγραμματισθείσες στον ΗΕΠ, με την ΟΤΑ αυτή (ΛΑΓΗΕ - ΕΚΣΗΕ, 2013).

1.2.1. Μακροχρόνια αγορά

1.2.1.1. Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας και υλοποιείται με την έκδοση από κάθε Παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα κάθε Μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για παράδειγμα, μία Μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ 300 MW θα μπορούσε, μετά τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητάς της από τον Διαχειριστή του Συστήματος, να εκδώσει ΑΔΙ για 250 MW.

Παράλληλα ο μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος επιδιώκει τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του Παραγωγού, ο οποίος λαμβάνει αμοιβή έναντι μέρους του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του Προμηθευτή ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών (Χονδρεμπορική Αγορά), καθώς μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του Παραγωγού.

Κάθε Προμηθευτής συνάπτει με τους Παραγωγούς Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνται μεταξύ τους, προκειμένου να καλύψει την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί. Ως το τέλος του 2014, και για τη διευκόλυνση των συμμετεχόντων στην αγορά, λειτουργούσε παράλληλα και ένας εναλλακτικός μηχανισμός, ο Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Σύμφωνα με αυτόν, οι κάτοχοι Άδειας Παραγωγής και οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να επιλέξουν να μην συνάψουν απευθείας μεταξύ τους ΣΔΙ, αλλά να απευθυνθούν στον Διαχειριστή του Συστήματος, οπότε οι μεν Εκπρόσωποι Φορτίου υποχρεούνται στην καταβολή ενός τιμήματος ανάλογου της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος τους, οι δε Παραγωγοί εισπράττουν χρηματικά ποσά ανάλογα με τη διαθέσιμη ισχύ των ΑΔΙ που έχουν καταθέσει στο σχετικό Μητρώο ΑΔΙ του Διαχειριστή. Η Αγορά θεωρείται εξισορροπημένη (Balanced) όταν ισχύει η σχέση: $ΑΔΙ (MW) = ΣΔΙ (MW) + Απαιτούμενη Μακροχρόνια Εφεδρεία$.

1.2.1.2. Αγορά Μακροχρόνιων ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις

Η αγορά αυτή υλοποιείται μέσω δημοπρασιών για την εκχώρηση ετήσιων και μηνιαίων δικαιωμάτων που οργανώνονται και διεξάγονται σε τακτά διαστήματα από

τους Διαχειριστές των Συστημάτων της Ελλάδας και των όμορων χωρών. Οι εγγεγραμμένοι Συμμετέχοντες υποβάλλουν κλειστές, ηλεκτρονικές προσφορές μέσω ειδικής διαδικτυακής εφαρμογής, με κανόνες δημοπράτησης που συμφωνούνται/επικαιροποιούνται κάθε χρόνο από τους εμπλεκόμενους Διαχειριστές των δύο πλευρών κάθε Διασύνδεσης (ή ακόμη και από περισσότερους Διαχειριστές Συστημάτων), και δημοσιεύονται εκ των προτέρων στις ιστοσελίδες τους. Τα κείμενα αυτά, γνωστά ως 'Κανονισμοί Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις', 'Interconnection Access Rules' ή και 'Auction Rules' (ΛΑΓΗΕ - ΕΚΣΗΕ, 2013).

1.2.2. Βραχυχρόνια (Χονδρεμπορική) Αγορά

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά την Προ-Ημερήσια (Day-Ahead) Χονδρεμπορική Αγορά και έχει ως στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών Μονάδων παραγωγής του Συστήματος, των Μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από Εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για Εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες. Κάθε Μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στην Χονδρεμπορική Αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool) στο οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική Αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία. Δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transactions) μεταξύ των Συμμετεχόντων της Αγοράς.

Στα πλαίσια του μοντέλου Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας, η διαμετακόμιση (transit) ηλεκτρικής ενέργειας από μία περιοχή εκτός Ελλάδος σε μία άλλη, μέσω της Ελληνικής επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω Εισαγωγής (πώλησης) της εν λόγω ενέργειας στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία και Εξαγωγής (αγοράς) της από αυτή.

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

- i. Ημερήσια Χονδρεμπορική Αγορά Ενέργειας: όπου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, και στην οποία προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς και αντίστοιχα απορροφούν και χρεώνονται οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς. Ημερήσια Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών: όπου εξασφαλίζονται οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες.

- ii. Η αγορά επικουρικών υπηρεσιών καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδοσίας τους.
- iii. Μηχανισμός Αγοράς για την χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης: Παρέχει κίνητρα χωροθέτησης των νέων Μονάδων κατά το δυνατόν εγγύτερα στην κατανάλωση, στο βαθμό που αυτά είναι πραγματικά αναγκαία. Δεδομένης της υφιστάμενης συγκέντρωσης της παραγωγής στο βορρά, προβλέπεται διαφοροποιημένη αμοιβή για τους Παραγωγούς στο νότο σε περιπτώσεις που παρουσιάζεται συνωστισμός στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο κατά τη διάρκεια του ημερήσιου προγραμματισμού.

Η επίλυση του ΗΕΠ προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε Μονάδας, τις Εισαγωγές/Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση της ζήτησης ενέργειας και των αναγκών επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς του Συστήματος Μεταφοράς και τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας των Μονάδων παραγωγής.

Με την ενσωμάτωση στον ΗΕΠ των απαραίτητων Επικουρικών Υπηρεσιών, των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας των Μονάδων παραγωγής και των τεχνικών περιορισμών μεταφοράς του Συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από το Βορρά προς το Νότο, αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελληνική Επικράτεια, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα ποσοτικά (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) όσο και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της (συχνότητα, τάση και απαιτούμενη αξιοπιστία παροχής σε κάθε καταναλωτή).

Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ (Οριακή Τιμή Συστήματος ή ΟΤΣ), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι Προμηθευτές και οι Έμποροι αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το Σύστημα οι Πελάτες τους και αμείβονται αντίστοιχα οι Παραγωγοί και οι Εισαγωγείς.

Η διασφάλιση της αξιοπιστίας και της διαφάνειας υπολογισμού της τιμής αυτής, είναι απαραίτητο στοιχείο για την ανάπτυξη, σε επόμενη φάση, δευτερογενούς αγοράς πλήθους άλλων συμπληρωματικών προϊόντων (π.χ. παράγωγα, προθεσμιακές συμβάσεις αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).

1.2.3. Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας

Στο σημερινό μοντέλο λειτουργίας της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ, η Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας περιορίζεται στην Εκκαθάριση Αποκλίσεων που διενεργείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ), όπου ως Απόκλιση γενικά θεωρείται οποιαδήποτε διαφορά των προγραμματισθέντων στον ΗΕΠ ποσοτήτων από τα “εκ των υστέρων” μετρηθέντα. Δεν περιλαμβάνει καινούργιες

Προσφορές ή με άλλο τρόπο συμμετοχή “παικτών”, παρά μόνο χρεοπιστώσεις που γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, γι’ αυτό και δεν αποτελεί σήμερα Αγορά με την στενή έννοια του όρου. Αναμένεται όμως να αποκτήσει μεγαλύτερη σημασία στο μέλλον με την προσαρμογή του τωρινού μοντέλου λειτουργίας της Αγοράς στο Ευρωπαϊκό “Target Model”. Κατά τη διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων υπολογίζονται:

- Η ποσότητα ενέργειας των Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης και των Επιβεβλημένων καθώς και των Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής, ανά Συμμετέχοντα και Περίοδο Κατανομής.
- Το χρηματικό ποσό χρέωσης ή πίστωσης που αντιστοιχεί σε κάθε Συμμετέχοντα λόγω των παραπάνω Αποκλίσεων.
- Το χρηματικό ποσό πίστωσης κάθε Συμμετέχοντα για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας και στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.
- Οι χρεοπιστώσεις για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων, το Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας και τη Χρέωση Χρήσης Συστήματος.

Τα παραπάνω χρηματικά ποσά που αφορούν τις Αποκλίσεις τιμολογούνται με βάση την ex-post υπολογιζόμενη Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ) (ΛΑΓΗΕ - ΕΚΣΗΕ, 2013).

1.3. Δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

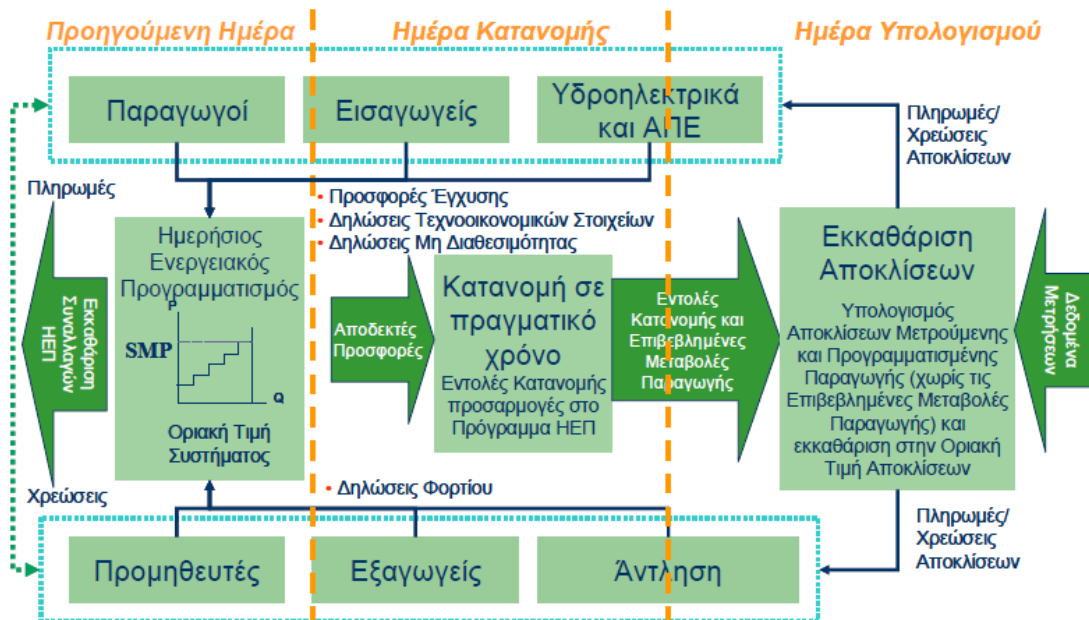
Στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας περιλαμβάνεται ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), η Διαδικασία Κατανομής, η Εκκαθάριση των αποκλίσεων παραγωγής – ζήτησης και ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Προϋπόθεση για τη συμμετοχή στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η σύναψη Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η Σύμβαση γίνεται με την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων και μέσω αυτής οι Συμμετέχοντες (Παραγωγοί, Προμηθευτές, Πελάτες) έχουν το δικαίωμα να εισπράττουν πληρωμές και την υποχρέωση να εξοφλούν τις χρεώσεις που προκύπτουν από αυτές τις συναλλαγές .

Οι βασικές δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι οι ακόλουθες:

- Οι Ετήσιες, οι Μηνιαίες και οι Ημερήσιες Δημοπρασίες Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ).
- Η Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, για τη Μεταβίβαση ή/και Μεταπώληση των εκχωρημένων Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ ενός Συμμετέχοντα σε έναν άλλον.
- Η Κατάρτιση Προγράμματος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ).

- Η Επιβεβαίωση προγραμμάτων Εισαγωγών και Εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (South Coordination Center).
- Η Εκκαθάριση ΗΕΠ.
- Η Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ).
- Το Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ ή RTD).
- Η Καταγραφή Διαθεσιμότητας Μονάδων και Εντολών Κατανομής.
- Η Καταγραφή Ποσοτήτων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο.
- Η Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).
- Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων.
- Η Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών.
- Οι Μηνιαίες Εκθέσεις και Δημοσιεύσεις (ΛΑΓΗΕ - ΚΣΗΕ, 2013).

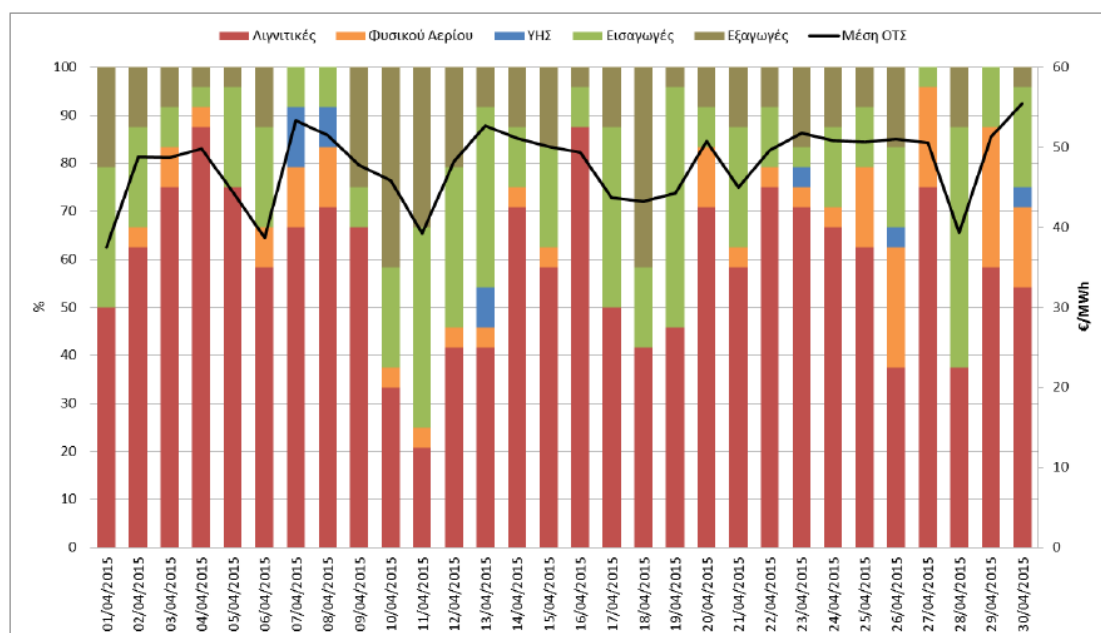


Γράφημα 1: Λειτουργία της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ - ΚΣΗΕ, 2013)

1.4. Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ)

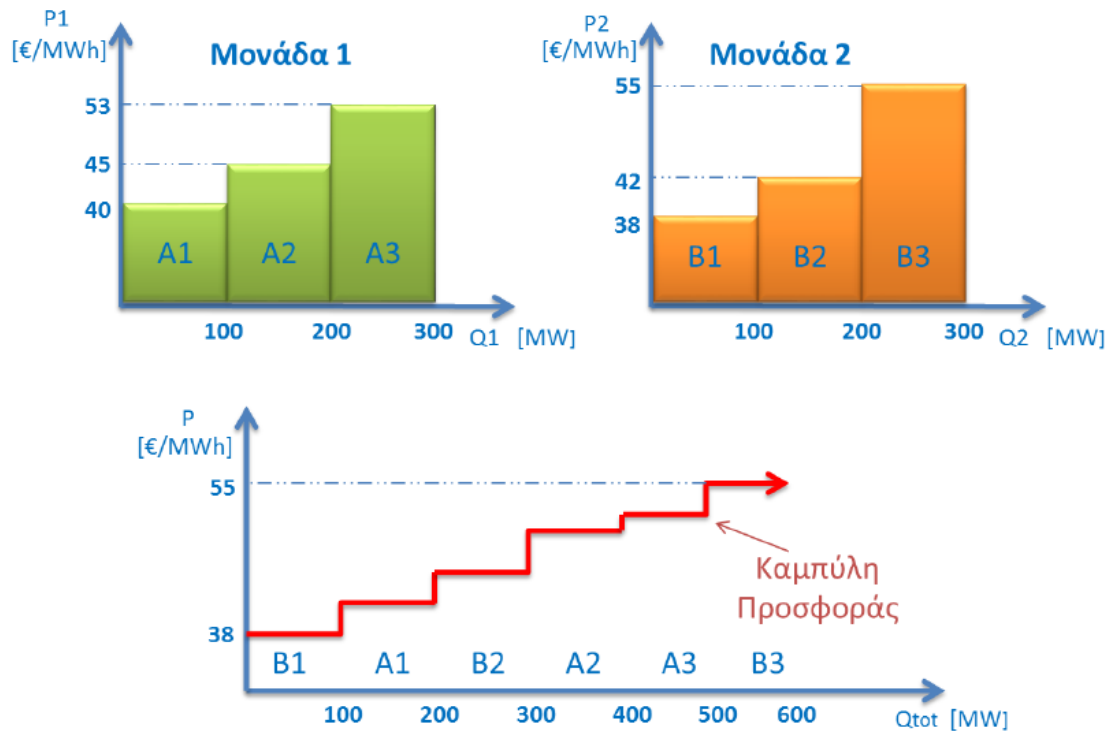
Η ΟΤΣ (System Marginal Price SMP ή Market Clearing Price MCP) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ΗΕ και είναι η τιμή βάσει της οποίας εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ΗΕ στο Σύστημα, εκτός των Μη Τιμολογούμενων Προσφορών (ΜΤΠ) που αναλύονται παρακάτω, και πληρώνουν όλοι όσοι έλαβαν ΗΕ από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η ΟΤΣ διαμορφώνεται από το συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε ημέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ΗΕ εκτός των ΜΤΠ, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ΗΕ, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Οι μονάδες παραγωγής που συμμετέχουν στη διαδικασία διαμόρφωσης της ΟΤΣ είναι λιγνιτικές, φυσικού

αερίου, μεγάλα υδροηλεκτρικά, πετρελαϊκές καθώς επίσης και οι εισαγωγές και οι εξαγωγές ΗΕ.



Γράφημα 2: Ημερήσια Ποσοστιαία (%) κατανομή του Καυσίμου/Εισαγωγών/Εξαγωγών που όρισαν ΟΤΣ, Απρίλιος 2015 (ΛΑΓΗΕ, 2015)

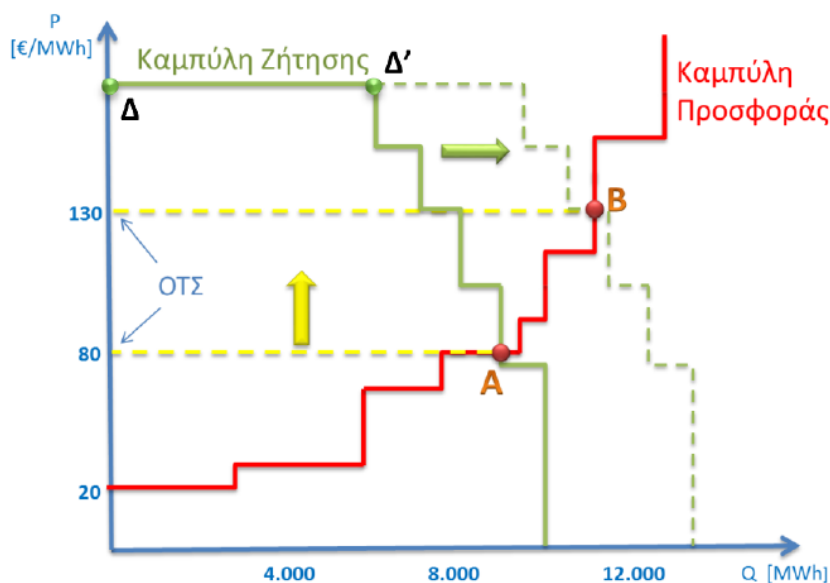
Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της ΟΤΣ, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ΗΕ και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή, διαμορφώνοντας έτσι την καμπύλη προσφοράς .



Γράφημα 3: Διαμόρφωση της καμπύλης προσφοράς (Περράκης, 2012)

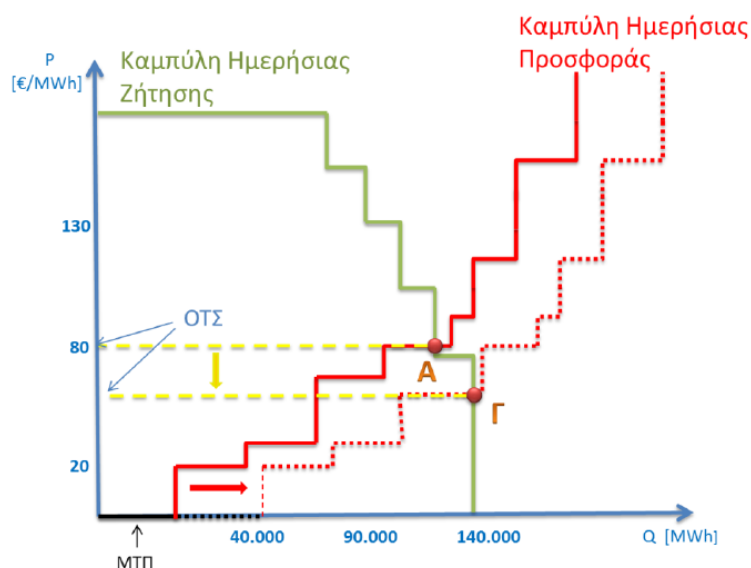
Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ΗΕ εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, σημείο τομής της καμπύλης προσφοράς με τη καμπύλη ζήτησης, καθορίζεται και η ΟΤΣ. Στην ουσία, η ΟΤΣ συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Κατά συνέπεια, οι παραγωγοί που προσφέρουν ΗΕ σε κόστος μικρότερο της ΟΤΣ ωφελούνται αφού καρπώνονται την οικονομική διαφορά μεταξύ της ΟΤΣ και του οριακού κόστους των μονάδων. Αντίθετα, οι παραγωγοί που προσφέρουν σε οριακό κόστος μεγαλύτερο της ΟΤΣ μένουν εκτός αγοράς και δεν παράγουν ΗΕ για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

Στο παρακάτω σχήμα επιχειρείται μια εξήγηση της επίδρασης της ημερήσιας ζήτησης στην ΟΤΣ. Στο σημείο Α (80 €/MWh) όπου η εκτιμώμενη ζήτηση ΗΕ για την επόμενη ημέρα ταυτίζεται με την προσφορά διαμορφώνεται η ΟΤΣ. Εάν η εκτιμώμενη ζήτηση ήταν μεγαλύτερη, το νέο σημείο ισορροπίας θα ήταν το σημείο Β (130 €/MWh) με αποτέλεσμα να προέκυπτε μεγαλύτερη ΟΤΣ. Το άνω τμήμα της καμπύλης ζήτησης (Δ-Δ') αντιπροσωπεύει το ανελαστικό φορτίο που αποτελείται κυρίως από το φορτίο οικιακών και εμπορικών καταναλωτών ΗΕ (μη επιλέγοντες πελάτες). Αυτό το τμήμα της ζήτησης πρέπει να εξυπηρετηθεί ανεξαρτήτως κόστους. Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού τίθεται διοικητικά ανώτατο όριο για την προσφερόμενη τιμή ίσο με 150€/MWh. Το υπόλοιπο τμήμα της καμπύλης ζήτησης αντιπροσωπεύει μεγάλους καταναλωτές (π.χ. μεγάλες βιομηχανίες) που είναι διατεθειμένοι να μην εξυπηρετηθούν εάν η ΟΤΣ δεν είναι συμφέρουσα για τους ίδιους.



Γράφημα 4: Επίδραση της ζήτησης στη διαμόρφωση της ΟΤΣ (Περράκης, 2012)

Οι Μη Τιμολογούμενες Προσφορές (ΜΤΠ) έχουν εγγυημένη συμμετοχή στον ΗΕΠ και μπαίνουν πρώτες στον προγραμματισμό για την κάλυψη των εκτιμώμενων ενεργειακών αναγκών της επόμενης ημέρας. Συνεπώς, η καμπύλη προσφοράς θα ξεκινήσει μετά την εκτιμώμενη προσφερόμενη ενέργεια των ΜΤΠ. Όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα, με μια συγκεκριμένη ποσότητα ΜΤΠ η ΟΤΣ διαμορφώνεται στο σημείο Α. Εάν οι ΜΤΠ ήταν περισσότερες (διακεκομμένη γραμμή) η καμπύλη προσφοράς θα μετακινούνταν προς τα δεξιά και θα συναντούσε την καμπύλη ζήτησης στο σημείο Γ, με αποτέλεσμα να προκύπτει χαμηλότερη ΟΤΣ.



Γράφημα 5: Επίδραση των ΜΤΠ στη διαμόρφωση της ΟΤΣ (Περράκης, 2012)

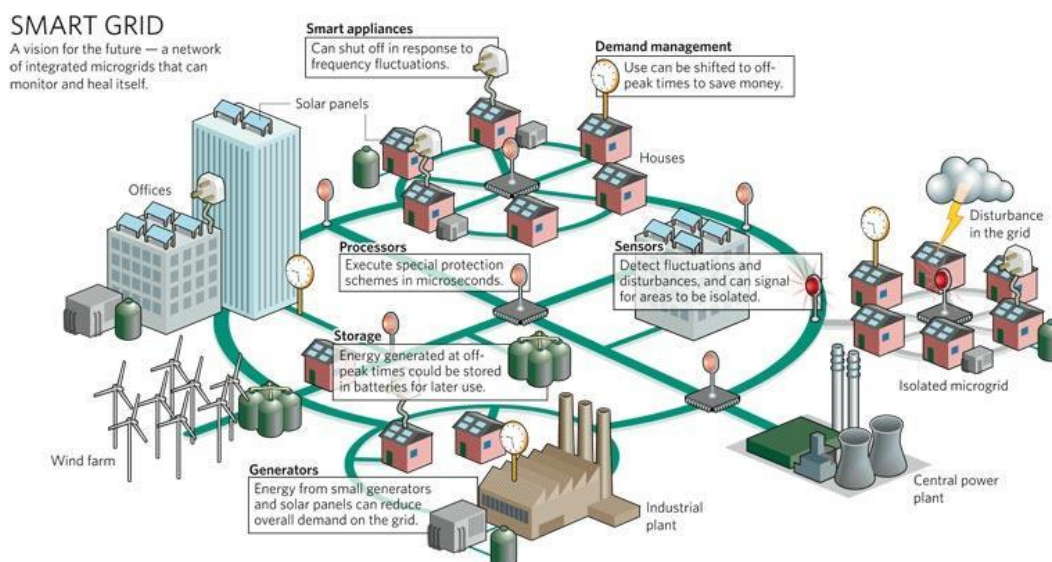
Αξίζει να σημειωθεί ότι χαμηλότερη ΟΤΣ λόγω της επίδρασης των ΜΤΠ, δεν σημαίνει απαραίτητα ότι το συνολικό κόστος για τους καταναλωτές είναι χαμηλότερο, διότι η επιβάρυνση του κόστους εξαιτίας των ΜΤΠ είναι μεγάλη λόγω

των αντίστοιχων τελών του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ. Για λόγους προστασίας των παραγωγών τίθεται κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μέσο κόστος μιας συνδεδεμένης ή σε αναμονή μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου (Περράκης, 2012).

2. Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο (Smart Grid)

2.1. Περιγραφή

Στην σύγχρονη ψηφιακή εποχή, υπάρχει η δυνατότητα και η ανάγκη μετάβασης σε ένα ταχύτερο, πιο έξυπνο ηλεκτρικό δίκτυο, που θα μπορεί να παρέχει καλύτερη ποιότητα ρεύματος με επικοινωνία διπλής κατεύθυνσης, θα εξισορροπεί την προσφορά και τη ζήτηση σε πραγματικό χρόνο, εξομαλύνοντας τις αιχμές της ζήτησης, και τέλος θα καθιστά τους πελάτες ενεργούς συμμετόχους στην παραγωγή και την κατανάλωση ηλεκτρισμού. Η τάση αυτή οδηγεί στην καθιέρωση των “ευφυών” ή “έξυπνων δικτύων” (Sajjad, 2014).



Γράφημα 6: Αναπαράσταση δομής έξυπνου δικτύου (Marris, 2008)

Η γενική ιδέα για το έξυπνο δίκτυο ξεκίνησε από τη λειτουργία των προηγμένων μετρητικών υποδομών για τη βελτίωση της διαχείρισης ζήτησης, της ενεργειακής απόδοσης και την ύπαρξη ενός ηλεκτρικού δικτύου που μπορεί να θεραπεύεται μόνο του, ενισχύοντας έτσι την αξιοπιστία του συστήματος και την αντιμετώπιση φυσικών καταστροφών και επικίνδυνων καταστάσεων. Ωστόσο, διάφοροι λόγοι οδήγησαν σε μια ευρύτερη έννοια γύρω από τα έξυπνα δίκτυα. Τέτοιοι λόγοι είναι:

- η έμφαση στην προστασία του περιβάλλοντος, συμπεριλαμβάνοντας τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ηλιακή, αιολική κτλ.) και την απόκριση ζήτησης,
- η τάση για καλύτερη αξιοποίηση του εξοπλισμού διατηρώντας την αξιοπιστία του συστήματος, ακόμη και για λειτουργία σε κρίσιμες καταστάσεις (περίοδοι αιχμής, σφάλματα κτλ.) και

- η ανάγκη για μεγαλύτερο εύρος επιλογών από τη μεριά του πελάτη (Rahimi, 2010).

Στην Ευρώπη, τα έξυπνα δίκτυα “ορίζονται ως το αναβαθμισμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο έχουν προστεθεί αμφίδρομη ψηφιακή επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και προμηθευτή καθώς και έξυπνα συστήματα μέτρησης, παρακολούθησης και ελέγχου των παραμέτρων της ηλεκτρικής ενέργειας.” (ETP Smart Grids, 2015).

Στην Αμερική, χρησιμοποιείται ένας διαφορετικός ορισμός, έτσι “ως Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο ορίζεται το σύνολο των τεχνολογιών που εκσυγχρονίζουν το παραδοσιακό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τεχνολογίες αυτές χαρακτηρίζονται από τον απομακρυσμένο έλεγχο, τον αυτοματισμό και την αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και παρόχου, με ενσωμάτωση υπολογιστικών συστημάτων. Τα ευφυή δίκτυα εφαρμόζονται από το επίπεδο παραγωγής και φθάνουν μέχρι το επίπεδο του καταναλωτή και στόχος τους είναι η αποδοτικότητα και η αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου” (OE, 2015).

Το βασικό χαρακτηριστικό που περιλαμβάνεται σε όλους ορισμούς είναι η ενσωμάτωση τεχνολογιών πληροφορικής και επικοινωνιών στα συστήματα ΗΕ. Ικανή και αναγκαία συνθήκη για το χαρακτηρισμό ενός ηλεκτρικού δικτύου ως «Ευφυούς» είναι η ύπαρξη ενός πολύ-επίπεδου στρώματος επικοινωνιών (communications layer) παράλληλα με το ενεργειακό στρώμα παραγωγής-μεταφοράς-διανομής και κατανάλωσης ΗΕ (power layer). Η συλλογή, η μεταφορά και η διαχείριση των ψηφιακών δεδομένων που αφορούν το Ηλεκτρικό δίκτυο (ΗΔ) απαιτεί τηλεπικοινωνιακή υποδομή και κέντρα διαχείρισης του μεγάλου όγκου πληροφοριών. Η ύπαρξη αποδοτικής τηλεπικοινωνιακής υποδομής είναι μείζονος σημασίας για την αποδοτική εποπτεία και τον έλεγχο του συστήματος ΗΕ.

Αναλυτικότερα, το έξυπνο δίκτυο επιτρέπει την αποδοτικότερη χρήση της υπάρχουσας εγκατεστημένης ισχύος και της υποδομής μεταφοράς και διανομής ενέργειας, με μείωση των απωλειών στις ηλεκτρικές γραμμές μέσω της εκτενέστερης χρήσης τοπικής, αποκεντρωμένης ηλεκτροπαραγωγής. Καθώς αυξάνεται το ποσοστό παραγωγής από ποικίλες ανανεώσιμες πηγές, ένα έξυπνο δίκτυο μπορεί να χειριστεί καλύτερα τις αυξομειώσεις του παραγόμενου ρεύματος σε περιπτώσεις ελάττωσης της παραγωγής από ΑΠΕ, για παράδειγμα λόγω μειωμένης ηλιοφάνειας ή ανέμων. Θα επιτρέψει επίσης στα ηλεκτρικά οχήματα να αποθηκεύουν ρεύμα για τις μετακινήσεις τους ή να το πωλούν πίσω στο δίκτυο όταν αυτό απαιτείται. Οι έξυπνες τεχνολογίες – συμπεριλαμβανομένων των έξυπνων μετρητών, των αυτόματων συστημάτων ελέγχου, των ψηφιακών αισθητήρων και εργαλείων ανάλυσης δεδομένων – θα δείχνουν στους καταναλωτές την τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο και θα τους επιτρέπουν να εξοικονομούν χρήματα και ενέργεια κλείνοντας ηλεκτρικές συσκευές, συστήματα θέρμανσης και ψύξης ολόκληρων κτιρίων, ή βιομηχανικά φορτία σε συγκεκριμένες χρονικές στιγμές ή όταν η τιμή του ρεύματος ξεπερνά ένα προκαθορισμένο ποσό ή όταν υπάρχει πτώση παραγωγής στις μεγάλες αιολικές μονάδες. Πιλοτικά προγράμματα που έχουν εφαρμοστεί έχουν αποδείξει σημαντική εξοικονόμηση χρημάτων για τους καταναλωτές και μειώσεις στη ζήτηση ενέργειας.

Τα έξυπνα δίκτυα μπορούν ακόμη να βοηθήσουν στη εξυπηρέτηση φορτίων σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, όταν οι απώλειες των ηλεκτρικών γραμμών είναι μικρότερες και δεν λειτουργούν τα πλέον ρυπογόνα και λιγότερο αποδοτικά εργοστάσια. Επίσης, επιτρέπουν στους ελεγκτές του δικτύου να προβλέπουν και να αντιμετωπίζουν άμεσα τα προβλήματα που προκύπτουν σε αυτό. Ωστόσο, η πλήρης ανάπτυξη των έξυπνων ηλεκτρικών δικτύων χρειάζεται ακόμα 10-30 χρόνια, ανάλογα με τις πολιτικές που θα θεσπιστούν. Όμως, πολλές χώρες και περιοχές βρίσκονται ήδη σε καλό δρόμο.

2.2. Εννοιολογικό μοντέλο έξυπνου δικτύου

Υπάρχει μια πληθώρα τρόπων με τους οποίους μπορεί κανείς να περιγράψει ένα Smart Grid. Ένας τρόπος ο οποίος αξιοποιείται συχνά στη βιβλιογραφία αφορά στην απεικόνιση του Smart Grid ως ενός συνόλου από οντότητες οι οποίες επικοινωνούν μεταξύ τους (Lima, 2010). Ο τρόπος αυτός όπως προτάθηκε για πρώτη φορά από τον οργανισμό NIST, προσφέρει μια αφαιρετική απεικόνιση του Smart Grid σε ψηλό επίπεδο χωρίζοντάς το σε επτά συνεργαζόμενους τομείς-δίκτυα κάθε ένα από τα οποία περιλαμβάνει μια ή περισσότερες οντότητες - συσκευές, συστήματα ή προγράμματα τα οποία ανταλλάζουν πληροφορίες και λαμβάνουν αποφάσεις για την εξασφάλιση της εύρυθμης λειτουργίας του. Οι επτά τομείς στους οποίους μπορούμε να χωρίσουμε ένα Smart Grid είναι η Παραγωγή, η Μεταφορά, η Διανομή, οι Πελάτες, οι Πάροχοι Υπηρεσιών, οι Λειτουργίες και οι Αγορές,

Το μοντέλο παρουσιάζει όλες τις επικοινωνίες και την ροή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των τομέων καθώς και τον τρόπο με το οποίο συσχετίζονται. Οι συνδέσεις που απεικονίζονται με διακεκομμένη γραμμή αναπαριστούν ροή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ αυτές που απεικονίζονται με συνεχόμενη γραμμή αναπαριστούν ροή δεδομένων. Κάθε επιμέρους τομέας αποτελείται από σημαντικά στοιχεία των έξυπνων δικτύων τα οποία συνδέονται μεταξύ τους με τρόπο που εξασφαλίζεται αμφίδρομη επικοινωνία και ροή ενέργειας.

Ακολουθεί μια περιγραφή των οντοτήτων τις οποίες περιλαμβάνει κάθε τομέας του μοντέλου:

- Τομέας Μαζικής Παραγωγής

Σε αυτόν τον τομέα πραγματοποιείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες. Η παραγωγή αυτή γίνεται από μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η πυρηνική ενέργεια, ο άνθρακας και το φυσικό αέριο καθώς και από ανανεώσιμες. Οι ανανεώσιμες πηγές μπορούν να χαρακτηριστούν είτε μεταβλητές, όπως η αιολική και η ηλιακή, είτε σταθερές, όπως η υδροηλεκτρική, η βιομάζα, η γεωθερμική και η αποθηκευτική αντλία.

- Τομέας Μεταφοράς

Ο τομέας αυτός αφορά τις υποδομές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, από τους σταθμούς μαζικής παραγωγής, έως τους υποσταθμούς που βρίσκονται κοντά στα κατά τόπους κέντρα ζήτησης. Περιλαμβάνει τις υπέργειες, υπόγειες και υποβρύχιες γραμμές ηλεκτρικού ρεύματος και τα συστήματα αυτοματισμού υποσταθμών, τα οποία χρησιμοποιούνται για την εποπτεία και τον τοπικό ή απομακρυσμένο έλεγχο του συστήματος. Εξωτερικά επικοινωνεί με τους τομείς της μαζικής παραγωγής, της διαχείρισης, της αγοράς και της μετάδοσης. Εσωτερικά η επικοινωνία αφορά τα συστήματα ελέγχου, μετρήσεων, προστασίας, καταγραφής, διακύμανσης και βελτιστοποίησης. Οι ηλεκτρικές διεπαφές αφορούν τον τρόπο διασύνδεσης του τομέα μαζικής παραγωγής, τομέα μετάδοσης (διαδρομή: υποσταθμός – ηλεκτρικές γραμμές μετάδοσης – υποσταθμός) και συστήματος διανομής.

- Τομέας Δικτύου Διανομής

Σε αυτόν τον τομέα η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται από και προς τους πελάτες μέσω του έξυπνου δικτύου. Το δίκτυο διανομής συνδέει μεταξύ τους όλες τις έξυπνες συσκευές (όπως οι έξυπνοι μετρητές), και τις διαχειρίζεται μέσω ενός αμφίδρομου δικτύου επικοινωνίας. Στο δίκτυο αυτό μπορούν να συνδέονται επίσης εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας, ή και απομακρυσμένες πηγές ενέργειας

- Τομέας Πελατών

Στον τομέα αυτό γίνεται η σύνδεση μεταξύ των τελικών καταναλωτών της ηλεκτρικής ενέργειας με το υπόλοιπο δίκτυο. Η σύνδεση αυτή επιτυγχάνεται μέσω των έξυπνων μετρητών. Ως πελάτες – καταναλωτές θεωρούνται όλοι, είτε είναι οικιακοί είτε εμπορικοί είτε βιομηχανικοί. Οι έξυπνοι μετρητές ελέγχουν και διαχειρίζονται την ροή της ηλεκτρικής ενέργειας από και προς τους καταναλωτές και παρέχουν πληροφορίες χρήσης. Στον τομέα αυτόν μπορεί επίσης να πραγματοποιηθεί παραγωγή, αποθήκευση και διαχείριση ενέργειας.

- Τομέας Παρόχων Υπηρεσιών

Ο τομέας αυτός χειρίζεται όλες τις εξωτερικές του δικτύου λειτουργίες των τομέων. Τέτοιο παράδειγμα είναι μια δικτυακή πύλη (ιστοσελίδα) που παρέχει υπηρεσίες διαχείρισης ενέργειας στους τελικούς πελάτες, ανταλλαγή δεδομένων σχετικών με την κατανάλωση ενέργειας μεταξύ πελατών και παρόχων. Μπορεί επίσης να χειριστεί και άλλες διαδικασίες όπως τα προγράμματα ανταπόκρισης στη ζήτηση (demand response) και την διαχείριση διακοπών (outage management).

- Τομέας Λειτουργιών

Ο τομέας αυτός διαχειρίζεται και ελέγχει την ροή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους άλλους τομείς του έξυπνου δικτύου. Με τη χρήση ενός αμφίδρομου δικτύου επικοινωνίας, συνδέεται σε υποσταθμούς, σε εγκαταστάσεις πελατών καθώς και σε άλλες έξυπνες συσκευές. Παρέχει παρακολούθηση (monitoring), αναφορές κατάστασης (reporting), έλεγχο (controlling) και εποπτεία (supervision) καθώς επίσης σημαντικές πληροφορίες για την διαδικασία και αποφάσεις. Διεργασίες που

χρησιμοποιούν τεχνικές ανάλυσης μεγάλου όγκου δεδομένων (Big Data Analysis) συμβάλλουν σημαντικά στην λήψη αποφάσεων.

- Τομέας Αγορών

Ο τομέας αυτός είναι υπεύθυνος για την λειτουργία του έξυπνου δικτύου και συντονίζει όλους τους συμμετέχοντες σε αυτό. Παρέχει διαχείριση της αγοράς, χονδρικό και λιανικό εμπόριο, καθώς επίσης και εμπορία υπηρεσιών ενέργειας. Ο τομέας αυτός επικοινωνεί με όλους τους άλλους τομείς, έτσι ώστε να εξασφαλίζει ότι λειτουργούν σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον. Χειρίζεται επίσης πράξεις συμψηφισμού πληροφοριών και παρέχει πληροφορίες στους φορείς παροχής υπηρεσιών (NIST, 2010).

2.3. Η μετάβαση από το σήμερα στο αύριο

Η αναβάθμιση του υπάρχοντος Ευρωπαϊκού δικτύου με «έξυπνότερες τεχνολογίες» είναι μία από τις βασικότερες προτεραιότητες ώστε να επιτευχθεί ο τριπλός στόχος που έχει τεθεί ως το 2020 – μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά 20%, χρησιμοποίηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο 20% της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%. Τα έξυπνα δίκτυα είναι ένα μέσο που θα συνδράμει στην επίτευξη του τριπλού στόχου του 2020. Ένα έξυπνο δίκτυο είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο που μπορεί να ενσωματώσει ευφυώς τη συμπεριφορά και τις δράσεις όλων των χρηστών που συνδέονται με αυτό (παραγωγών, καταναλωτών) με σκοπό να διασφαλιστεί αποτελεσματικά η σταθερότητα, η οικονομία και η ασφάλεια της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα υπάρχοντα δίκτυα βασίζονται κυρίως σε μεγάλους κεντρικούς σταθμούς παραγωγής, που συνδέονται με συστήματα μεταφοράς υψηλής τάσης τα οποία με τη σειρά τους συνδέονται με δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής τάσης. Η διανομή και η μεταφορά της ενέργειας γίνεται κατά κύριο λόγο μονοπωλιακά από δημόσιους φορείς, ενώ αντίθετα στον τομέα της παραγωγής υπάρχει μεγάλος ανταγωνισμός.

Η παροχή ισχύος και ο έλεγχος του δικτύου γίνονται στα σημερινά δίκτυα από κεντρικές εγκαταστάσεις και έτσι ελέγχονται διάφορες περιοχές από ένα συγκεκριμένο μέρος. Υπάρχει λίγο έως καθόλου συμμετοχή του καταναλωτή και απουσιάζει εντελώς η επικοινωνία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται υπάρχουν σχεδόν για έναν αιώνα και τα δίκτυα έχουν σχεδιασθεί να λειτουργούν βέλτιστα για τοπική κάλυψη. Οι διασυνδέσεις αναπτύχθηκαν κυρίως για αμοιβαία υποστήριξη μεταξύ χωρών και περιφερειών σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης αλλά χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο για εμπορικούς λόγους (Collier, 2010) .

Το Ευφυές Δίκτυο είναι, επομένως, μια αναβάθμιση του ηλεκτρικού δικτύου, που χρησιμοποιεί προηγμένες τεχνολογίες επικοινωνιών, αυτοματοποιημένου

ελέγχου, αυτοματοποιημένες συσκευές μέτρησης, και γενικότερα αξιοποιεί την τεχνολογία της πληροφορίας. Συγκεκριμένα, συνδυάζει τη βασική υποδομή του ενεργειακού συστήματος, την τεχνολογία πληροφοριών και τους κανόνες της αγοράς (τιμολογιακή πολιτική) σε μια ολοκληρωμένη διαδικασία, με σκοπό την καλύτερη παροχή, τον έλεγχο και γενικότερα διαχείριση της ενέργειας. Ένα ευφυές δίκτυο επιτρέπει στις συσκευές όλων των επιπέδων να επικοινωνούν με το σύστημα και να έχουν πρόσβαση σε πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο, ώστε να μπορούν να λειτουργούν όσο το δυνατόν πιο αποδοτικά. Με τη χρήση έξυπνων συσκευών, οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα να ελέγχουν το φορτίο τους και να εξοικονομούν ενέργεια. Επιπλέον προηγμένες επικοινωνιακές ικανότητες επιτρέπουν την άμεση ενημέρωση για την τιμολόγηση της ενέργειας, για τα κίνητρα μείωσης ζήτησης και τη μετάδοση σημάτων άμεσης διακοπής φορτίων. Όταν η ισχύς είναι φθηνότερη, ένα έξυπνο δίκτυο θα μπορούσε να ενεργοποιεί συγκεκριμένες οικιακές συσκευές, όπως είναι τα πλυντήρια. Σε ώρες αιχμής θα μπορούσε να κλείνει επιλεγμένες συσκευές για να μειώσει τη ζήτηση.

Πίνακας 1: Σύγκριση συμβατικού και του έξυπνου δικτύου (Wissner, 2011)

Υπάρχον Δίκτυο	Έξυπνο Δίκτυο
Ηλεκτρομηχανολογικό	Ψηφιακό
Μονόδρομη επικοινωνία	Αμφίδρομη επικοινωνία
Κεντρική παραγωγή	Κατακεμημένη παραγωγή
Λίγοι αισθητήρες	Αισθητήρες παντού
Χειροκίνητη παρακολούθηση	Αυτο-παρακολούθηση
Χειροκίνητη αποκατάσταση/επαναφορά	Αυτο-θεραπεία
Βλάβες και διακοπές ρεύματος	Προσαρμοστικότητα και νησιδοποίηση
Περιορισμένος έλεγχος	Εις βάθος έλεγχος
Λίγες επιλογές των πελατών	Πολλές επιλογές των πελατών

Τα μελλοντικά δίκτυα διανομής θα έχουν ενεργητικό ρόλο και πρέπει να εξασφαλίζουν αμφίδρομη ροή ισχύος. Τα Ευρωπαϊκά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν πλέον σε ένα πλαίσιο μοντέλου αγοράς, στο οποίο οι μονάδες παραγωγής διανέμονται σύμφωνα με τις δυνατότητες της κάθε αγοράς και το κέντρο ελέγχου του δικτύου αναλαμβάνει ένα γενικό ρόλο εποπτείας (εξισορρόπηση ροής ενεργού ισχύος, έλεγχος σταθεροποίησης τάσης κλπ.).

Για μία επιτυχή μετάβαση στα έξυπνα δίκτυα, απαραίτητη είναι η συμμετοχή όλων. Κυβερνήσεις, νομοθέτες, καταναλωτές, παραγωγοί, έμποροι, εταιρίες διανομής και μεταφοράς, κατασκευαστές ηλεκτρολογικού εξοπλισμού και πάροχοι υπηρεσιών πληροφορικής και επικοινωνιών πρέπει όλοι να συμμετέχουν ενεργά. Παράλληλα σημαντική είναι και η δημιουργία πιλοτικών προγραμμάτων, όχι μόνο σε

τεχνικό επίπεδο αλλά και σε οργανωτικό. Για παράδειγμα, οι νομοθετικές διατάξεις πρέπει να ανανεωθούν με τρόπο ώστε να παρέχουν κίνητρα για νέες εξελίξεις στον τομέα αυτό (Wissner, 2011).

2.3.1. Προκλήσεις και ανάγκες

Οι παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψιν για την ομαλότερη μετάβαση από το συμβατικό στο ευφυές δίκτυο, μπορούν να χωριστούν στις εξής τέσσερις κατηγορίες:

- *Περιβαλλοντικές προκλήσεις.* Η παραδοσιακή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όντας η μεγαλύτερη δημιουργημένη από τον άνθρωπο πηγή εκπομπής CO₂, πρέπει να αλλάξει ώστε να αμβλυνθεί η κλιματική αλλαγή. Παράλληλα, έχει προβλεφθεί ανεπάρκεια ορυκτών καυσίμων στις επόμενες δεκαετίες. Φυσικές καταστροφές, όπως θύελλες, σεισμοί και τυφώνες μπορούν εύκολα να καταστρέψουν το δίκτυο μεταφοράς. Τέλος, ο διαθέσιμος και κατάλληλος χώρος για τη μελλοντική επέκταση του δικτύου έχει μειωθεί δραματικά.
- *Ανάγκες αγοράς/καταναλωτών.* Χρειάζεται να αναπτυχθούν ολοκληρωμένες τεχνολογίες λειτουργίας του συστήματος αλλά και πολιτικές για την αγορά ενέργειας, ώστε να στηρίξουν τη διαφάνεια και την ελευθερία της ανταγωνιστικής αγοράς. Η ικανοποίηση των πελατών από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να βελτιωθεί με την παροχή υψηλού λόγου ποιότητας/τιμής και με τη δυνατότητα των καταναλωτών να αλληλοεπιδρούν με το δίκτυο.
- *Προκλήσεις Υποδομής.* Η υπάρχουσα υποδομή μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιέχει στοιχεία που γερνούν γρήγορα. Με την πίεση των αυξανόμενων απαιτήσεων φορτίου, η συμφόρηση του δικτύου γίνεται όλο και χειρότερη. Τα γρήγορα εργαλεία online ανάλυσης, η ευρείας ζώνης παρακολούθηση, οι μετρήσεις και ο έλεγχος, και η γρήγορη και ακριβής προστασία κρίνονται ως απαραίτητα στοιχεία για να βελτιωθεί η αξιοπιστία των δικτύων.
- *Καινοτόμες Τεχνολογίες.* Από τη μία πλευρά, οι καινοτόμες τεχνολογίες, συμπεριλαμβανομένων νέων υλικών, προηγμένων ηλεκτρονικών ισχύος και τεχνολογιών επικοινωνιών, δεν είναι ακόμα ώριμες ή εμπορικά διαθέσιμες για την επανάσταση των δικτύων μεταφοράς. Από την άλλη, στο υπάρχον δίκτυο υπάρχει έλλειψη συμβατότητας για να δεχθεί την εφαρμογή spear-point τεχνολογιών στα πρακτικά δίκτυα (Fangxing et al, 2010).

2.4. Έξυπνα δίκτυα και ΑΠΕ

Το έξυπνο δίκτυο είναι άμεσα συνδεδεμένο με την ταχύτατη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και την επακόλουθη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε ασφαλή για τον πλανήτη επίπεδα κατά τις επόμενες δεκαετίες. Τα ευφυή δίκτυα συνδυάζουν πολλές διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής ενέργειας, όπως είναι οι ΑΠΕ και δημιουργούν εικονικούς σταθμούς ενέργειας. Με αυτόν τον

τρόπο πολλές μικρές ανανεώσιμες πηγές όπως είναι οι ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, μονάδες παραγωγής από γεωθερμία και βιομάζα, ενώνονται και παράγουν την ίδια ενέργεια με συμβατικές θερμοηλεκτρικές μονάδες, με μεγαλύτερη όμως αποδοτικότητα, ευελιξία και μηδαμινές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Η δημιουργία υπέρ – δικτύων (συστημάτων μεταφοράς υψηλής τάσης σε πολύ μακρινές αποστάσεις με ελάχιστες απώλειες) θα επιτρέψει τη μεταφορά ανανεώσιμης ενέργειας από την πηγή στη περιοχή όπου η ζήτηση είναι μεγάλη. Για παράδειγμα από τις ηλιοθερμικές μονάδες της Νότιας Ευρώπης σε περιοχές υψηλής ζήτησης στην Κεντρική Ευρώπη ή από τα παράκτια αιολικά της Βορείου θάλασσας για αποθήκευση στα υδροηλεκτρικά φράγματα της Νορβηγίας. Έξυπνες τεχνολογίες μπορούν να διαχειρίζονται τις καταναλωτικές τάσεις, να παρέχουν με ευελιξία ενέργεια ακολουθώντας τις αυξομειώσεις της ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας και να αξιοποιούν καλύτερα τις διαθέσιμες μονάδες αποθήκευσης. Έτσι διασφαλίζεται το ασφαλές και σταθερό ενεργειακό μέλλον που απαιτείται προκειμένου να αποφευχθούν οι καταστροφικές κλιματικές αλλαγές.

Το έξυπνο δίκτυο ενώνει διεσπαρμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συμπαραγωγή και διανέμει την ενέργεια με ένα πολύ αποδοτικό τρόπο, χρησιμοποιώντας προηγμένα συστήματα ελέγχου και επικοινωνίας. Ταυτόχρονα διανέμει την ηλεκτρική ενέργεια με έναν πιο οικονομικό τρόπο, με χαμηλότερη ένταση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και σε συνάρτηση με τις ανάγκες των καταναλωτών. Η μαζική αξιοποίηση των ΑΠΕ, μέσω ενός συστήματος έξυπνων δικτύων, κάνει εφικτή τη σταδιακή απόσυρση των παλιών συμβατικών θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής. Η βελτιστοποίηση της διαχείρισης της ενεργειακής προσφοράς και ζήτησης σημαίνει παράλληλα μείωση της πιθανότητας απώλειας φορτίου και μαζική μείωση εκπομπών αερίων. Με την εφαρμογή ενός ιδεατού παγκόσμιου έξυπνου δικτύου, ενέργεια που παράγεται τοπικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιηθεί παγκοσμίως οπουδήποτε. Προκειμένου να προετοιμαστούμε για ένα ενεργειακό μίγμα με πολύ υψηλά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ, θα χρειαστεί να στραφούμε προς ένα διασυνδεδεμένο έξυπνο δίκτυο.

Η ανάγκη ενσωμάτωσης ανανεώσιμης ενέργειας στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένας από τους λόγους του αυξημένου ενδιαφέροντος για τα έξυπνα δίκτυα. Δίνεται πλέον μεγάλη έμφαση στο οικονομικό και περιβαλλοντολογικό όφελος από τις «έξυπνες» επενδύσεις, δηλαδή αυτές που διευκολύνουν την εγκατάσταση των μονάδων ΑΠΕ, μειώνουν το κόστος μεταφοράς και μετατοπίζουν το περιθώριο κέρδους. Η ενσωμάτωση κατανεμημένων μονάδων ΑΠΕ σε ένα δίκτυο σχεδιασμένο για τη μεταφορά centrally – generated ηλεκτρισμού συναντά δυσκολίες τόσο σε μηχανικό όσο και σε οικονομικό επίπεδο, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι λιγότερο ικανές στο να παράγουν ελεγχόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Πολλές φορές η παραγωγή από ΑΠΕ δε συνάδει με τη μέγιστη ζήτηση, λόγω έλλειψης συνέχειας της παραγωγής από ορισμένες ΑΠΕ, όπως οι ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά και έτσι η ζήτηση δεν καλύπτει την προσφορά ηλεκτρισμού. Επιπλέον,

αν οι ανανεώσιμες πηγές θα μπορούσαν να αλλάξουν τις απαιτήσεις ρύθμισης της τάσης και συχνότητας του δικτύου σε σχέση με την κεντρική παραγωγή ενέργειας.

Το έξυπνο δίκτυο μπορεί να βοηθήσει στο ζήτημα της διακοπής παροχής ανανεώσιμης ενέργειας, στη ρύθμιση της τάσης και συχνότητας και στην αποσταθεροποίηση που προκύπτει από τις καταναλωμένες ΑΠΕ. Αυτό επιτυγχάνεται με τον ψηφιακό έλεγχο, τη χρήση διακοπών και ρελέ που μπορούν να συγχρονίζουν την πηγή ώστε να μπορεί να συνδεθεί στο δίκτυο χωρίς διακοπή. Βέβαια η ασυνέπεια παραγωγής και ζήτησης δεν λύνεται από ένα έξυπνο δίκτυο, αλλά απαιτείται χρήση αποθηκευτικών μέσων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διασυνδεδεμένες ηλεκτρικές διασυνδέσεις φέρουν μεγαλύτερη ενεργειακή ασφάλεια κατά την ανάπτυξη ενός ηλεκτρικού συστήματος που βασίζεται σε ΑΠΕ, καθώς για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ υπάρχουν περισσότερες επιλογές που εξασφαλίζουν την ποσότητα και την ποιότητα της κάλυψης της ζήτησης. Για αυτό το διασυνδεδεμένο έξυπνο δίκτυο αποτελεί μία σοφότερη λύση καθώς επιτρέπει την καλύτερη χρήση της εγκατεστημένης ισχύος (EREC, 2009).

2.5. Έξυπνοι μετρητές

Τα έξυπνα δίκτυα για να είναι υλοποιήσιμα απαιτούν τη χρήση έξυπνων μετρητών (smart meters). Ο έξυπνος μετρητής είναι μια ηλεκτρονική συσκευή μέτρησης με δυνατότητα επικοινωνίας με άλλες συσκευές. Ουσιαστικά, μετράει την ενέργεια που χρησιμοποιείται και στέλνει τις πληροφορίες στο σύστημα και από εκεί καταλήγουν στον πελάτη, ενημερώνοντάς τον για την εκάστοτε κατανάλωσή του και το αντίστοιχο κόστος αυτής. Οι έξυπνοι μετρητές έχουν τη δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας, δυνατότητα δηλαδή, εκτός από την αποστολή δεδομένων και τη λήψη εντολών. Αποτελούν ένα οικονομικό τρόπο μέτρησης και παρακολούθησης της κατανάλωσης, που επιτρέπει την καλύτερη ρύθμιση της παραγωγής βασιζόμενη σε ημερήσια δεδομένα πραγματικού χρόνου – εξοικονόμηση ενέργειας και χρημάτων, μικρότερες επενδύσεις σε δίκτυα διανομής.

Οι έξυπνοι μετρητές θα έχουν τη δυνατότητα να μετρούν άμεσα την κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος και να μεταδίδουν τις μετρήσεις στις βάσεις δεδομένων στο κέντρο διαχείρισης. Ο καταναλωτής μπορεί οποιαδήποτε στιγμή να έχει γνώση της πραγματικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς, οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας θα έχουν τη δυνατότητα να επικοινωνούν με τους καταναλωτές μέσω μηνυμάτων διαμέσου του έξυπνου μετρητή και να προσφέρουν μειωμένες χρεώσεις κιλοβατώρας ή να κάνουν προσφορές ώστε να καταρτιστούν ειδικά προγράμματα χρέωσης με βάση τις ώρες κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αύξηση της τιμής της κιλοβατώρας σε περιόδους αιχμής είναι μια μέθοδος που μπορεί να μειώσει την αντίστοιχη ζήτηση με αποτέλεσμα τεράστιο όφελος τόσο για τον παραγωγό όσο και για τη γενικότερη πολιτική εξοικονόμησης. Με την αυτόματη αναγνώριση μετρητή, ο διαχειριστής θα είναι σε θέση να γνωρίζει σε

πραγματικό χρόνο την κατανάλωση ενέργειας κάθε οικίας, επιχείρησης, βιομηχανίας κτλ., γεγονός που αποτελεί τεράστιο όφελος από άποψη εξοικονόμησης οικονομικών και ανθρωπίνων πόρων. Σήμερα ένας μεγάλος αριθμός υπαλλήλων της εταιρίας διανομής, απασχολείται με τη μέτρηση της ηλεκτρικής ενέργειας, είτε με μετρητές, είτε με υποθετικές προσεγγίσεις βάση στατιστικών δεδομένων, διορθώνοντας σε επόμενους λογαριασμούς τις αποκλίσεις που πιθανόν υπάρχουν από τα πραγματικά δεδομένα. Ένα γεγονός που μειώνει την αξιοπιστία του παρόχου και προβληματίζει τους πελάτες ως προς το ύψος των λογαριασμών (FERC, 2008).

2.5.1. Είδη μετρητικών συστημάτων

2.5.1.1. Συστήματα μετρητών αυτόματης προσπέλασης (*Automated Meter Reading - AMR*)

Είναι η τεχνολογία της αυτόματης συλλογής δεδομένων κατανάλωσης με σκοπό τη μεταφορά των δεδομένων σε μια κεντρική βάση δεδομένων για την τιμολόγηση, την αντιμετώπιση προβλημάτων και την ανάλυση των δεδομένων. Η AMR τεχνολογία περιλαμβάνει χρήση χειρός, το κινητό και το δίκτυο που βασίζεται στις πλατφόρμες τηλεφωνίας (ενσύρματες και ασύρματες), ραδιοσυχνοτήτων (RF), ή μετάδοση μέσω της γραμμής ισχύος με τα φέροντα κύματα (Power Line Carrier). Σε σύγκριση με τις άλλες μεθόδους επικοινωνίας, η PLC τεχνολογία έχει αποκτήσει μεγάλο ενδιαφέρον επειδή καμία επιπλέον καλωδίωση δεν είναι απαραίτητη για την λειτουργία της. Ένα πλεονέκτημα των αυτόματων μετρητικών συστημάτων είναι ότι η τιμολόγηση μπορεί να βασίζεται σε κατανάλωση πραγματικού χρόνου και όχι σε εκτιμήσεις που βασίζονται προηγούμενες μετρήσεις ή προβλεπόμενες καταναλώσεις (EEI, 2011).

2.5.1.2. Συστήματα προηγμένων μετρητικών υποδομών (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*)

Όταν αναφερόμαστε σε συστήματα προηγμένης μέτρησης (AMI) εννοούμε τα μετρητικά συστήματα 2ης γενιάς που είναι το βασικό συστατικό για την δημιουργία των έξυπνων δικτύων. Είναι πιο προηγμένης τεχνολογίας από τον προκάτοχο του, επιτελώντας τις πιο εξελιγμένες λειτουργίες που είναι αυτή τη στιγμή διαθέσιμες. Συνεπώς παρέχει πληροφορίες σχετικά με τη χρήση της ενέργειας (ζήτηση), για τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, για τους καταναλωτές αλλά και για το ίδιο δίκτυο. Ένα σύστημα AMI αποτελεί μια σύγχρονη δομημένη πλατφόρμα μέτρησης, τηλεπικοινωνιών, λογισμικού επεξεργασίας δεδομένων και αυτοματισμών. Πρόκειται για ένα σύνθετο και δυναμικό σύστημα που βασίζεται στην από κοινού λειτουργία υφιστάμενων, βελτιωμένων ή μη, και νέων υποδομών σε υλικό και λογισμικό.

Δίνεται η δυνατότητα σε όλα τα μέρη να λαμβάνουν καλύτερες αποφάσεις για μείωση του κόστους και την πίεση στο δίκτυο σε περιόδους αιχμής της ζήτησης online. Κατ' αυτόν τον τρόπο εκτός από την AMR τεχνολογία για την ανάγνωση της ηλεκτρικής ενέργειας, ο AMI παρέχει πρόσθετες δυνατότητες δυναμικής τιμολόγησης σε πραγματικό χρόνο (*real-time pricing*). Τέτοιου είδους δυνατότητες είναι η ώρα της χρήσης (*time of use*) δηλαδή την δυνατότητα τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας διαφορετικά ανάλογα με την ώρα της ημέρας (*critical peak pricing*). Αυτό

επιτυγχάνεται αφού επιτρέπει την προγραμματισμένη καταγραφή δεδομένων ανά 15m και την αποστολή δεδομένων ανά ώρα. Η καταγραφή και η αποθήκευση αυτής της υπερπληθώρας δεδομένων μπορεί να βοηθήσει στην εξαγωγή μοντέλων για την ακριβέστερη εκτίμηση φορτίου (load estimation) και τη ρύθμιση του φορτίου (load control) σε μετασχηματιστή ΜΤ/ΧΤ. Σε αυτή τη λογική πραγματοποιούνται ακόμα οι τιμολογήσεις της ηλεκτρικής ενέργειας και η διαχείριση αποθεμάτων ενέργειας για την προσφορά και τη ζήτηση.

Η τεχνολογία του μετρητικού συστήματος AMI συμβάλλει στην επίλυση των δυσλειτουργιών που δημιουργούνται στο δίκτυο κατά τη χρήση του. Παρέχει στο διαχειριστή του δικτύου τη δυνατότητα να παρακολουθεί το δίκτυο σε κάθε επίπεδο κάτι που μπορεί να επιτευχθεί ακόμα καλύτερα με την αμφίδρομη επικοινωνία (two-way communications), μια τεχνολογία που δεν υποστηρίζει ο AMR. Κατ' αυτόν τον τρόπο ελέγχει κάθε έναν καταναλωτή ΧΤ ξεχωριστά και έχει τη δυνατότητα να βλέπει που ακριβώς υπάρχει διακοπή ρεύματος, δρομολογώντας άμεσα τις διαδικασίες για την επίλυση της βλάβης. Στη συνέχεια η ίδια η επιχείρηση μπορεί να απαντάει αυτόματα για να επαληθεύσει την αποκατάσταση της βλάβης και την επανασύνδεση του (outage and restoring detection) κάθε ενός καταναλωτή ξεχωριστά. Επιπροσθέτως ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αναβαθμίζει και να επαναπρογραμματίζει (remotely upgradeable) ανά πάσα στιγμή το σύστημα των μετρητών μέσω ενός υπερσύγχρονου τηλεπικοινωνιακού δικτύου.

Στην ίδια λογική με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας η εγκατάσταση των AMI σε μια οικία συντελεί στη μείωση στο τιμολόγιο του καταναλωτή. Οι καταναλωτές μπορούν να βλέπουν online αναλυτικά στην οθόνη του υπολογιστή τους το τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας αναλυτικά αλλά και σε οθόνη στο σπίτι. Παράλληλα έχουν τη δυνατότητα να ελέγχουν τις οικιακές συσκευές μέσω του κινητού τους τηλεφώνου, του tablet ή του ηλεκτρονικού υπολογιστή (Parrondo, 2011).

2.5.1.3. Συγκριτικός πίνακας χαρακτηριστικών μετρητικών συστημάτων

Παρακάτω παρατίθεται συγκεντρωτικός πίνακας που δείχνει καλύτερα τη διαφορά ανάμεσα σε AMR, AMI αλλά και συνολικά του συστήματος έξυπνης μέτρησης σε σχέση με το συμβατικό που χρησιμοποιείται σήμερα.

Πίνακας 2: Συγκριτικός πίνακας χαρακτηριστικών μετρητικών συστημάτων (Parrondo, 2011)

	Conventional meter reader	AMR	AMI	Smart Meters
Monthly kwh reading	✓	✓	✓	✓
Two way communication		✓	✓	✓
Theft detection		✓	✓	✓
Outage/Restoring detection		✓	✓	✓
On-demand reads			✓	✓
Programmable load intervals			✓	✓
Time of Use			✓	✓
Demand response			✓	✓
Integrated disconnect switch				✓
Power Quality data				✓
Remote programmable				✓
Remotely upgradeable				✓

Τέλος, με την πάροδο τουλάχιστον δεκαπέντε ετών εξέλιξης έχει βγει το συμπέρασμα ότι τα δομικά στοιχεία ενός συστήματος AMI συγκροτούνται από τις εξής τεχνολογίες.

- Οι συσκευές έξυπνης μέτρησης (smart meters)
- Οικιακά δίκτυα επικοινωνιών (local area networks)
- Σταθμοί συγκέντρωσης δεδομένων (data concentrators)
- Δίκτυα επικοινωνιών μεγάλης εμβέλειας (wide area networks)
- Σύστημα κεντρικής διαχείρισης δεδομένων (meter data management system)
- Λειτουργικές θύρες διασύνδεσης με προηγμένες εφαρμογές (operational gateways)

2.6. Οφέλη από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών

Τα οφέλη που αναμένονται από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών είναι πολλά, αφορούν όλους τους τομείς της αγοράς ΗΕ και επηρεάζουν έμμεσα το κοινωνικό σύνολο. Τα κυριότερα από αυτά αναλύονται στη συνέχεια.

2.6.1. Οφέλη για τους καταναλωτές

- ❖ *Ενημέρωση σε πραγματικό χρόνο*

Οι έξυπνοι μετρητές προσφέρουν στους καταναλωτές ΗΕ τη δυνατότητα να γνωρίζουν την πραγματική κατανάλωσή τους καθώς είναι σε θέση να παρέχουν ακριβείς πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο (real time metering). Σε αντίθεση με την παλαιότερη αναλογική τεχνολογία μέτρησης, οι έξυπνοι μετρητές είναι ψηφιακά συστήματα που μπορούν να μεταδίδουν περιοδικά (συνήθως ανά 15min) πληροφορίες κατανάλωσης σε κατάλληλες πλατφόρμες επικοινωνίας (monitor συσκευής, οθόνη συστήματος οικιακής διαχείρισης ενέργειας, οθόνη υπολογιστή, εφαρμογή σε smartphone). Αυτές οι πλατφόρμες παρουσιάζουν σε ένα διαδραστικό φιλικό περιβάλλον, γραφήματα με τη μέση κατανάλωση ΗΕ και το κόστος αυτής, τις πιθανές εκπομπές ρύπων και τις πολιτικές κατανάλωσης. Επομένως, οι καταναλωτές ΗΕ διαθέτουν την πλήρη εποπτεία του ενεργειακού τους προφίλ, αλλά και τη δυνατότητα μεταβολής του. Μέσω της διαρκούς πληροφόρησης και με χρήση κατάλληλων υπολογιστικών εργαλείων, οι καταναλωτές θα είναι σε θέση να μειώσουν το ενεργειακό τους αποτύπωμα.

❖ *Δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας*

Εκτός από την πραγματοποίηση μετρήσεων και την αποστολή δεδομένων, οι έξυπνοι μετρητές διαθέτουν και τη δυνατότητα λήψης πληροφοριών/εντολών και αποτελούν την πύλη επικοινωνίας καταναλωτών ΗΕ με τους προμηθευτές ΗΕ. Κάθε καταναλωτής μπορεί να ενημερώνεται σε πραγματικό χρόνο από τον προμηθευτή του για την τιμή χρέωσης της kWh, για ενδεχόμενες προσφορές και εκπτώσεις, για θέματα ασφάλειας (έκτακτες διακοπές παροχής). Αντίστοιχα, και ο καταναλωτής είναι σε θέση να επικοινωνεί με τον προμηθευτή, αποστέλλοντας π.χ. αιτήσεις, παράπονα, ερωτήσεις.

❖ *Δυνατότητα λήψης εντολών*

Ο έξυπνος μετρητής μπορεί μέσω της πλατφόρμας επικοινωνίας να λάβει και αποθηκεύσει εντολές. Κάθε καταναλωτής ΗΕ, δηλαδή, όχι μόνο γνωρίζει το ενεργειακό του προφίλ, αλλά μπορεί να μεταβάλλει, να προγραμματίσει και να κατευθύνει την κατανάλωση προς το συμφέρον του. Μπορεί, για παράδειγμα, να προγραμματίσει τις συσκευές του (π.χ. πλυντήριο, κλιματιστικά, εγκατάσταση φόρτισης ηλεκτρικού αυτοκινήτου) να λειτουργούν οικονομικά μεταθέτοντας την κατανάλωση ΗΕ σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Αυτή η δυνατότητα είναι κρίσιμη σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς, όπου οι προμηθευτές ΗΕ προσφέρουν ευέλικτες διαδικασίες τιμολόγησης παρόμοιες με το ισχύον νυχτερινό τιμολόγιο, αλλά με την πρόσθετη δυνατότητα δυναμικής μεταβολής.

❖ *Δυνατότητα απομακρυσμένης εκκίνησης και διακοπής της σύνδεσης με το ΗΔ*

Ο καταναλωτής μπορεί κατά βούληση να ενεργοποιεί ή απενεργοποιεί τη σύνδεση, τόσο για λόγους ασφάλειας όσο και για λόγους εξοικονόμησης ΗΕ.

❖ *Ευκολότερη μετάβαση σε άλλο προμηθευτή ΗΕ*

Με τους έξυπνους μετρητές παρέχεται η δυνατότητα στους χρήστες να αλλάζουν πάροχο, με παρόμοιες διαδικασίες όπως αυτές της παροχής τηλεπικοινωνιακών υπηρεσιών. Αυτό θα συμβάλει αποφασιστικά στην ενίσχυση του ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών, άρα και στη μεγιστοποίηση του οφέλους για τους καταναλωτές ΗΕ.

- ❖ *Διαθεσιμότητα προηγμένων τιμολογιακών πολιτικών εκ μέρους των προμηθευτών ΗΕ*

Κατά πρώτον, καταργείται η κατ' εκτίμηση χρέωση της ΗΕ. Μέχρι τώρα, η χρέωση γίνεται για την ΗΕ που πιθανότατα έχει καταναλωθεί σε ένα δίμηνο μέχρι ο καταμετρητής του παρόχου να προσδιορίσει την ακριβή κατανάλωση. Ο νέος τρόπος τιμολόγησης επί πραγματοποιηθείσας κατανάλωσης ΗΕ θα προσφέρει την ευελιξία και τις προσφορές που προαναφέρθηκαν. Επιπλέον, στα πρότυπα της τηλεπικοινωνιακής αγοράς θα διατίθενται και προπληρωμένα προγράμματα που θα καθιστούν δυνατή την προπληρωμένη κατανάλωση ΗΕ με ελαχιστοποίηση των πάγιων χρεώσεων. Ο καταναλωτής θα γνωρίζει την ΗΕ που έχει καταναλώσει και αυτήν που του απομένει. Αυτός ο τρόπος χρέωσης θα είναι ιδιαίτερα χρήσιμος σε εξοχικές κατοικίες.

- ❖ *Δυνατότητα βελτίωσης της ποιότητας του ηλεκτρικού ρεύματος*

Οι έξυπνοι μετρητές ενσωματώνουν διατάξεις που επιτρέπουν τον αυτόματο έλεγχο και τη βελτίωση των χαρακτηριστικών του ηλεκτρικού ρεύματος. Παρέχουν λειτουργίες εξομάλυνσης της τάσης/συχνότητας και προστασίας από υπερτάσεις και υπερεντάσεις.

- ❖ *Συμβολή στην αύξηση της διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής ΗΕ στο δίκτυο μίας οικίας ή μίας επιχείρησης*

Με τους έξυπνους μετρητές γίνεται ευκολότερη η ενσωμάτωση μικρών μονάδων παραγωγής ΗΕ, όπως τα φωτοβολταϊκά συστήματα και οι μικρές ανεμογεννήτριες, σε ένα ενιαίο ενεργειακό σύστημα μικρής κλίμακας. Στο σύστημα αυτό θα ρυθμίζεται η κατανάλωση, η παραγωγή από ΑΠΕ, η αποθήκευση και η ανάκτηση ενέργειας από μέσα αποθήκευσης (ηλεκτρικό αυτοκίνητο, συστοιχία συσσωρευτών), κατά βέλτιστο τρόπο ως προς όφελος του καταναλωτή.

2.6.2. Οφέλη για τους προμηθευτές ΗΕ

- ❖ *Ενημέρωση σε πραγματικό χρόνο*

Ο έξυπνος μετρητής αποστέλλει περιοδικά (συνήθως ανά 15 min) κρυπτογραφημένα δεδομένα για την κατανάλωση ΗΕ σε εξουσιοδοτημένα Κέντρα Λειτουργίας, παρέχοντας στον προμηθευτή ΗΕ τη δυνατότητα να γνωρίζει σε πραγματικό χρόνο το φορτίο του δικτύου που διαχειρίζεται.

- ❖ *Παραγωγή ψηφιακών δεδομένων*

Οι έξυπνοι μετρητές παράγουν ψηφιακά δεδομένα που μπορούν να αποθηκευτούν, να μεταδοθούν με αξιοπιστία και ασφάλεια, να ανακτηθούν, να υποστούν επεξεργασία και ανάλυση πολλών επιπέδων. Αυτά τα χαρακτηριστικά των ψηφιακών δεδομένων καθιστούν εφικτή την εφαρμογή πολιτικών ανταπόκρισης στη ζήτηση (Demand Response) και διαχείρισης του φορτίου (Load Management). Οι προμηθευτές ΗΕ μπορεί να δημιουργήσουν βάσεις δεδομένων και με κατάλληλους αλγόριθμους επεξεργασίας της πληροφορίας να αποκτήσουν τη δυνατότητα αξιόπιστης πρόβλεψης των αναγκών των πελατών τους, τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα, και να αγοράσει τα αντίστοιχα απαιτούμενα μεγέθη ΗΕ που θα απαιτηθούν, με ικανοποιητική ακρίβεια. Ο περιορισμός του επιπλέον κόστους λόγω της ακριβέστερης εκτίμησης της ζήτησης ΗΕ έχει άμεσο αντίκτυπο και στην τιμολόγηση της ΗΕ προς τους καταναλωτές.

❖ *Αμφίδρομη επικοινωνία*

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο έξυπνος μετρητής αποτελεί την πύλη επικοινωνίας του προμηθευτή και του καταναλωτή. Ο προμηθευτής ενημερώνει επί θεμάτων τιμολογίου, νέων προϊόντων, προσφορών και ασφάλειας και δέχεται την αντίστοιχη ανάδραση του καταναλωτή.

❖ *Γίνεται εφικτή η ευελιξία στην τιμολόγηση και η προσφορά νέων προϊόντων στους πελάτες*

Οι προμηθευτές αποκτούν τη δυνατότητα να προσφέρουν εξατομικευμένα προϊόντα που ανταποκρίνονται στις καταναλωτικές ανάγκες και συνήθειες των καταναλωτών και να αποζημιώνονται άμεσα. Η άμεση πληρωμή της καταναλισκόμενης ενέργειας από τους πελάτες προσφέρει την αναγκαία ρευστότητα στους προμηθευτές ώστε να μη χρειάζεται να καταφεύγουν σε δανεισμό για την προμήθεια ΗΕ από την χονδρεμπορική αγορά. Η αποδοτικότερη χρήση των κεφαλαίων και η αποφυγή πληρωμής τόκων δανεισμού εκ μέρους των προμηθευτών έχει ως άμεσο αποτέλεσμα τη μείωση των τιμών για τον τελικό καταναλωτή.

❖ *Απομακρυσμένη εκκίνηση και διακοπή της σύνδεσης*

Μέσω των έξυπνων μετρητών παρέχεται η δυνατότητα στον πάροχο να εκκινεί και να διακόπτει την παροχή για λόγους ασφάλειας και προστασίας του δικτύου του καταναλωτή. Επιπλέον, σε περιπτώσεις μη τήρησης των υποχρεώσεων εκ μέρους κάποιου, μπορεί να διακόψει αμέσως την παροχή ΗΕ αλλά και να την αποκαταστήσει τάχιστα, εφόσον διευθετηθούν οι μεταξύ τους διαφορές.

❖ *Έγκαιρος εντοπισμός και επέμβαση σε περίπτωση κλοπής*

Στις περιπτώσεις όπου οι μετρήσεις που συλλέγονται από τους μετρητές των καταναλωτών ΗΕ βρίσκονται σε αναντιστοιχία με τις ενδείξεις των μετρητών παρεχόμενης ενέργειας του ΔΔ, ο προμηθευτής ΗΕ έχει τη δυνατότητα να εντοπίσει ενδεχόμενη κλοπή ΗΕ και να διακόψει αμέσως την παροχή.

❖ *Εξάλειψη της δαπάνης της συμβατικής διαδικασίας καταμέτρησης ΗΕ*

Με την εγκατάσταση των έξυπνων μετρητών, ο συμβατικός τρόπος καταμέτρησης της καταναλωθείσας ΗΕ από υπαλλήλους του παρόχου καταργείται. Παράλληλα, εξαλείφονται και οι περιπτώσεις ανθρώπινου λάθους κατά την καταγραφή που οδηγούν σε λανθασμένες χρεώσεις και προκαλούν προβλήματα στις σχέσεις μεταξύ προμηθευτών και καταναλωτών.

2.6.3. Οφέλη για το διαχειριστή του Δικτύου Διανομής

❖ *Βελτίωση ποιότητας ρεύματος*

Ο διαχειριστής του συστήματος συλλέγοντας από τους έξυπνους μετρητές πληροφορίες για την ποιότητα του ρεύματος που προσφέρει, και σε συνδυασμό με τις μετρήσεις από τις άλλες μετρητικές διατάξεις που είναι εγκατεστημένες στο δίκτυο, μπορεί να ενημερωθεί, να εντοπίσει και να επέμβει άμεσα στα σημεία του δικτύου που αντιμετωπίζουν προβλήματα ως προς την τάση και τη συχνότητα του ηλεκτρικού ρεύματος (π.χ. από σφάλματα ή από χρήση βιομηχανικού εξοπλισμού). Ο διαχειριστής του συστήματος έχει, επίσης, τη δυνατότητα να θέσει σε λειτουργία διατάξεις εξομάλυνσης κατά εστιασμένο τρόπο με άμεσα αποτελέσματα. Κατ' αυτόν τον τρόπο, αποφεύγει πιθανές αποζημιώσεις σε πελάτες για καταστροφή μηχανημάτων και εξοπλισμού.

❖ *Πρόληψη σφαλμάτων και διακοπών ή άμεση αποκατάστασή τους*

Διαθέτοντας τη δυνατότητα άμεσης πληροφόρησης ο διαχειριστής μπορεί να προλαμβάνει σφάλματα, διακοπές και καταστροφές εξοπλισμού. Στην περίπτωση όπου τελικώς υπάρξουν βλάβες, επιταχύνεται ο εντοπισμός και η αποκατάσταση τους.

2.6.4. Οφέλη για το κοινωνικό σύνολο

Στο σημείο αυτό πρέπει να αναφερθεί ότι οι έξυπνοι μετρητές αποτελούν θεμελιώδη εργαλεία για την υλοποίηση του Έξυπνου Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας (Smart Grid). Αυτό έχει ως απόρροια την έμμεση συμβολή των έξυπνων μετρητών στα ακόλουθα σημαντικά οφέλη που θα προκύψουν από την υλοποίηση του έξυπνου δικτύου.

- ❖ *Σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας λόγω της βελτίωσης της καταναλωτικής συμπεριφοράς των καταναλωτών (όπως επιβεβαιώνεται από τα μέχρι σήμερα στοιχεία από την εφαρμογή σε άλλες χώρες, κυρίως στις ΗΠΑ).*
- ❖ *Εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου του συστήματος*

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η εξαγωγή και εύκολη διαχείριση και επεξεργασία των πληροφοριών κατανάλωσης ΗΕ παρέχει τη δυνατότητα εφαρμογής πολιτικών ανταπόκρισης στη ζήτηση (DR) σε μεγάλη κλίμακα. Ως εκ τούτου, λοιπόν, καθίσταται εφικτή η μετάθεση μέρους της κατανάλωσης ΗΕ σε περιόδους

χαμηλότερης ζήτησης (load shifting) και η εξομάλυνση των μεγάλου κόστους αιχμών της καμπύλης φορτίου (peak shaving) . Σε συνδυασμό με την εξοικονόμηση ΗΕ, επιτυγχάνεται μείωση της ανάγκης για επενδύσεις σε νέες μονάδες παραγωγής ΗΕ και σε επεκτάσεις του συστήματος μεταφοράς και διανομής για να ανταπεξέλθουν στη ζήτηση αιχμής.

❖ *Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων*

Διαθέτοντας πληροφόρηση σε πραγματικό χρόνο, ελαχιστοποιούνται η παραγωγή πλεονάζουσας ΗΕ και οι απώλειες μεταφοράς και διανομής, και αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή ΗΕ. Το άμεσο αποτέλεσμα είναι μειωμένες εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα από τις θερμικές μονάδες.

❖ *Ευκολότερη εφαρμογή κοινωνικής πολιτικής*

Με την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών διευκολύνονται και επιταχύνονται οι διαδικασίες εφαρμογής κοινωνικής πολιτικής σε ευπαθείς ομάδες του πληθυσμού. Για παράδειγμα, αν κάποιος καταναλωτής έχει αυξημένες ανάγκες σε ενέργεια λόγω ασθένειας μπορεί άμεσα να επιδοτηθεί και να συνάψει ειδική συμφωνία με τον πάροχο (ΕΥ, 2012).

3. Διαχείριση ζήτησης (Demand Side Management)

3.1. Ορισμός

Η έννοια της Διαχείρισης Ζήτησης DSM προέκυψε από την ανάγκη για την διευθέτηση πολλών ζητημάτων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στις αναπτυσσόμενες και τις αναπτυσσόμενες χώρες. Η ραγδαία αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η μείωση της διαθεσιμότητας των συμβατικών καυσίμων, η αβεβαιότητα των τιμών των εισαγόμενων καυσίμων αλλά και η επίδραση των συμβατικών μονάδων παραγωγής στο περιβάλλον, κατέστησαν την έννοια της Διαχείρισης της Ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, Demand Side Management (DSM), μείζονος σημασίας στον ολοκληρωμένο σχεδιασμό ενός ενεργειακού συστήματος. Το DSM θα μπορούσε να οριστεί ως ένα σύνολο στρατηγικών που χρησιμοποιούνται, κυρίως σε ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, από τους καταναλωτές ώστε να συμβάλλουν στην ασφάλεια του συστήματος, να έχουν οικονομικά οφέλη από την εφαρμογή του αλλά και να συνεισφέρουν στην αντιμετώπιση της επιβάρυνσης του φυσικού περιβάλλοντος (Tan, 2007). Το DSM, λοιπόν, αποσκοπεί στη συνεργασία των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού και των καταναλωτών με στόχο τον έλεγχο και τη μείωση της ηλεκτρικής ζήτησης προς όφελος δικό τους, της κοινωνίας και του περιβάλλοντος.

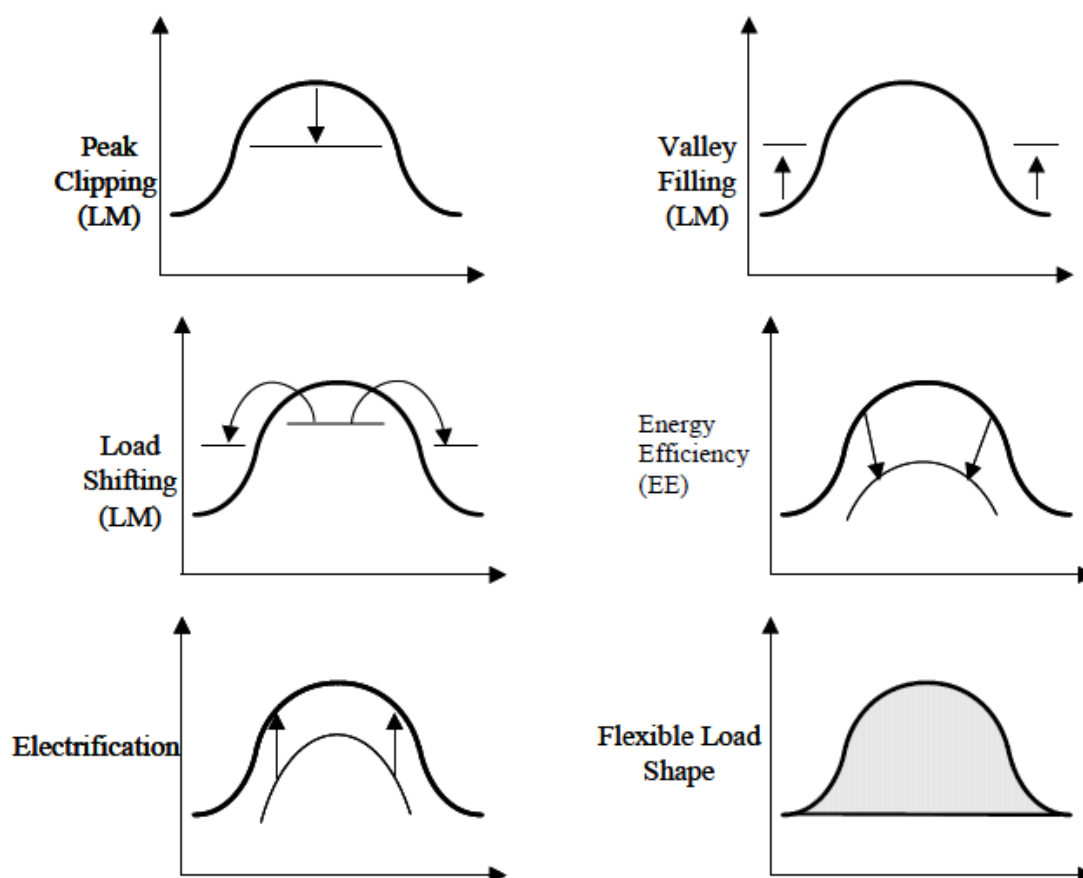
Καθώς η ηλεκτρική ζήτηση μεταβάλλεται καθημερινά και εποχιακά και είναι σε μεγάλο βαθμό ανεξέλεγκτη, η εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής θα πρέπει να είναι σε θέση να ανταποκριθεί στο μέγιστο της ζήτησης που θα παρουσιαστεί. Ο μέσος όρος όμως της ζήτησης κατά τη διάρκεια του χρόνου είναι αρκετά χαμηλότερος από την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος. Αυτός ο σχετικά χαμηλός συντελεστής χρησιμοποίησης δίνει το έναυσμα για την ενσωμάτωση στρατηγικών DSM σε καθημερινή βάση. Το DSM μπορεί να συμβάλει στην μετατόπιση του φορτίου σε περιόδους εκτός αιχμής, να μειώσει την ανάγκη για νέα παραγωγή και να βελτιώσει την αποτελεσματικότητα της υφιστάμενης παραγωγής.

Η εφαρμογή και η ανάπτυξη των προγραμμάτων DSM στηρίζεται και στην εξέλιξη των τεχνολογιών πληροφορίας και επικοινωνίας, Information and Communications technology (ICT), καθώς επίσης και στην ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων (Smart Grids). Οι τεχνολογίες αυτές επιτρέπουν τη συμμετοχή των καταναλωτών στη διαχείριση του φορτίου αλλά και τη διαφορετική τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Η διαφορετική τιμολόγηση ανάλογα με τη χρονική περίοδο ή το κόστος παραγωγής ενέργειας και η ανάγκη απόρριψης φορτίου, καθιστά απαραίτητη την αυξημένη συμμετοχή των καταναλωτών μέσω αυτοματοποιημένης ή χειροκίνητης απόκρισης και επικοινωνίας με τον διαχειριστή του συστήματος. Οι έξυπνοι μετρητές επιτρέπουν ωριαία ανάγνωση μέτρησης, ανατροφοδότηση πληροφοριών σε πελάτες μέσω οθόνης, αυτοματοποιημένο άμεσο έλεγχο φορτίου και αμφίδρομη επικοινωνία.

Ουσιαστικά το DSM είναι ένας γενικός όρος που περιλαμβάνει τα μέτρα που θα συμβάλουν στη μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια των ωρών αιχμής της ημέρας, χωρίς απαραίτητα να περιορίζεται σε αυτές, όταν δηλαδή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή και το οριακό κόστος παροχής της είναι επίσης υψηλό (Faruqi et al, 2011). Η διαχείριση ζήτησης περιλαμβάνει διάφορες τεχνικές για τη τροποποίηση της καμπύλης φορτίου των καταναλωτών. Η διαμόρφωση μιας πιο επίπεδης καμπύλης φορτίου θα επιφέρει βελτίωση της αξιοπιστίας του δικτύου. Οι βασικοί άξονες του DSM είναι:

- ❖ *Απόκριση ζήτησης, Demand Response (DR) / Διαχείριση φορτίου, Load Management (LM)* που αποσκοπεί στην μείωση της ζήτησης κατά τις αιχμές του συστήματος. Πρόκειται δηλαδή για προγράμματα που δημιουργήθηκαν ώστε να παρέχουν κίνητρα μείωσης της ζήτησης για μικρό χρονικό διάστημα στη διάρκεια μιας μέρας κυρίως όταν το σύστημα είναι υπερφορτωμένο.
- ❖ *Ενεργειακή αποδοτικότητα, Energy Efficiency (EE)* που αποσκοπεί στην μείωση της συνολικής ζήτησης ενέργειας. Αφορούν προγράμματα παροχής κινήτρων για μείωση της ζητούμενης ενέργειας σε όλη την διάρκεια του έτους (Faruqi, 2010)

Η μεταβολή της καμπύλης φορτίου μπορεί να γίνει με έναν ή και περισσότερους τρόπους που παρουσιάζονται στο παρακάτω σχεδιάγραμμα:

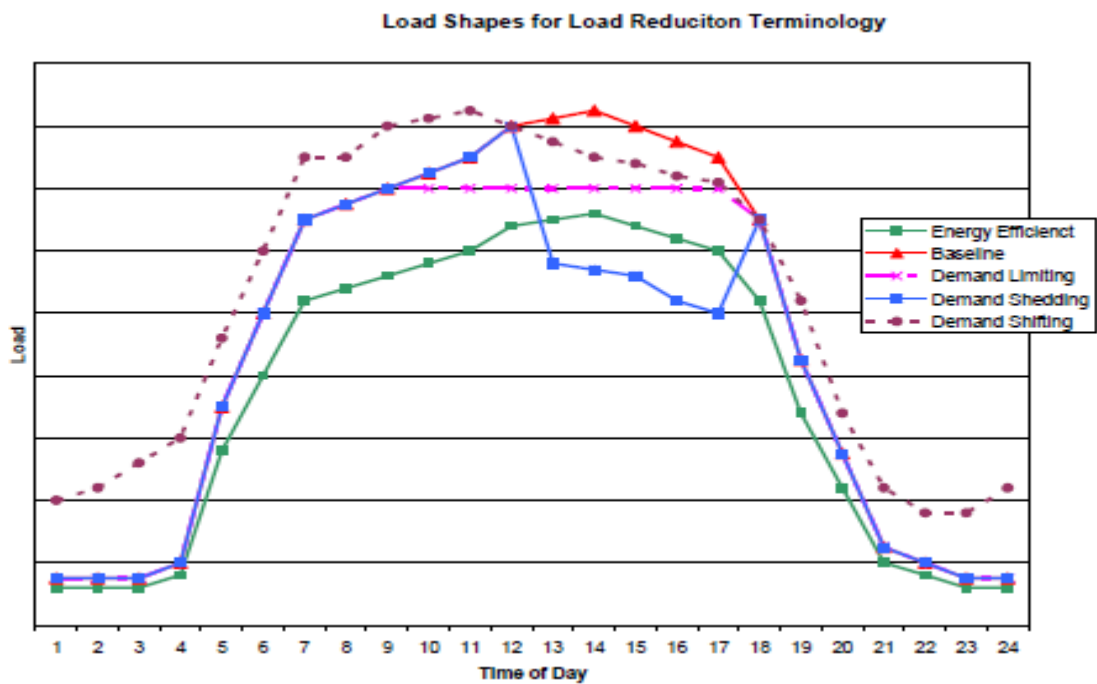


Γράφημα 7: Τρόποι μεταβολής της καμπύλης φορτίου (CRA, 2005)

Πιο συγκεκριμένα:

- Peak Clipping: Μείωση της ζήτησης σε περιόδους αιχμής αποκόπτοντας την.
- Valley Filling: Αύξηση κατανάλωσης σε περιόδους χαμηλής ζήτησης με σκοπό τη βελτίωση του συντελεστή φορτίου του συστήματος.
- Load Shifting: Μείωση της ζήτησης σε περιόδους αιχμής μετατοπίζοντας την ώστε να υπάρξει ταυτόχρονη αύξηση σε περιόδους χαμηλής ζήτησης.
- Energy Efficiency: Μείωση της συνολικής ζήτησης εξαιτίας ενεργειακά αποδοτικότερου εξοπλισμού σε βάθος χρόνου.
- Electrification: Ο εξηλεκτρισμός περιλαμβάνει την ανάπτυξη της χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να επιτευχθούν κι άλλοι αντικειμενικοί στόχοι όπως η οικονομική ανάπτυξη. Δηλαδή, συμπεριλαμβάνει την ανάπτυξη της αγοράς και του αριθμού καταναλωτών.
- Flexible Load Shape: Ευελιξία φορτίου με σκοπό την άμεση ανταπόκριση ανάλογα με την αξιοπιστία του συστήματος κάθε στιγμή, κάτι που είναι δύσκολο να επιτευχθεί.

Η διαχείριση ζήτησης αποσκοπεί στη βέλτιστη διαχείριση των φορτίων για την επίτευξη όσο το δυνατόν ομαλότερης καμπύλης ζήτησης. Καθώς σε περιόδους υψηλής ζήτησης καλούνται να βοηθήσουν μονάδες με υψηλό κόστος παραγωγής, υπάρχει η ανάγκη για μείωση των αιχμών ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στο παρακάτω σχεδιάγραμμα αντικατοπτρίζεται η αλλαγή που επιφέρουν τα μέτρα DSM στη βασική καμπύλη (baseline) ώστε να υπάρξει μείωση αιχμών. Οι μέθοδοι Peak limiting, load shifting και Peak shedding ανήκουν στη κατηγορία της απόκρισης Ζήτησης (DR). Το Peak limiting αποσκοπεί στην απόρριψη φορτίου, όταν τα προκαθορισμένα όρια ζήτησης πρόκειται να ξεπεραστούν. Τα φορτία αυτά αποκαθίστανται όταν η ζήτηση πλέον είναι αρκετά μειωμένη. Το load shifting μετατοπίζει τα ηλεκτρικά φορτία από τις κρίσιμες περιόδους σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Το Peak Shedding ορίζεται ως δυναμική απόρριψη φορτίου που συνήθως γίνεται μέσω αυτοματοποιημένων ελέγχων (Kiliccote, 2005 & 2006).

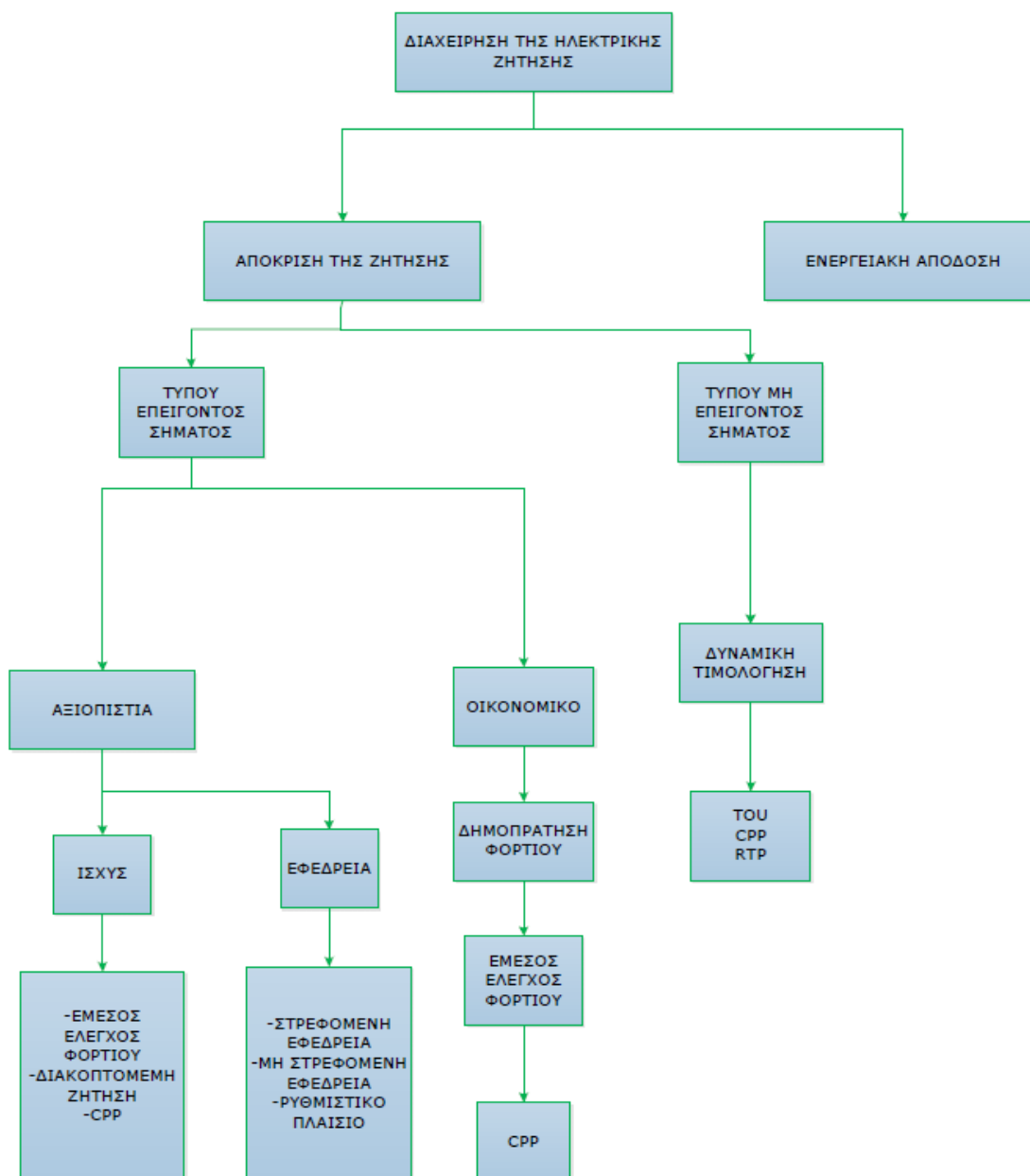


Γράφημα 8: Παραδείγματα καμπυλών φορτίου με διάφορες τεχνικές μείωσης του (Kiliccote, 2005)

Είναι φανερό ότι η ενεργειακή αποδοτικότητα αποσκοπεί στη μόνιμη μείωση της συνολικής χρησιμοποιούμενης ενέργειας (kWh) ενώ η απόκριση ζήτησης στη προσωρινή μείωση των αιχμών του συστήματος

Για την ενσωμάτωση των προγραμμάτων του DSM, και κατ' επέκταση της μεταβολής της καμπύλης φορτίου, είναι απαραίτητη η αναμόρφωση της τιμολογιακής πολιτικής των καταναλωτών. Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί ένα πεπερασμένο δημόσιο αγαθό και γι' αυτό το λόγο η τιμή της πρέπει να ρυθμίζεται βάση των πραγματικών αναγκών των καταναλωτών αλλά και του πραγματικού κόστους παραγωγής της. Επομένως ο σχεδιασμός του τιμολογίου οφείλει να δίνει κίνητρα στον καταναλωτή, οικονομικά και μη, ώστε να μετατοπίζει τη ζήτηση του σε περιόδους χαμηλού κόστους παραγωγής ή και στη συνολική μείωσή της.

Στο παρακάτω σχήμα φαίνονται τα μέρη που απαρτίζουν το DSM.



Γράφημα 9: Συστατικά μέρη του DSM (Παναπακίδης κ.α., 2012)

Σύμφωνα με το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ, η Απόκριση της Ζήτησης (Demand Response, DR) αναφέρεται σε αλλαγές στη χρήση του ηλεκτρισμού των καταναλωτών από τη συνήθη λειτουργία τους αποκρινόμενοι στις αλλαγές των τιμών του ηλεκτρισμού ανά χρονική περίοδο, ή χρηματικά κίνητρα σχεδιασμένα να επάγουν μικρότερη χρήση του ηλεκτρισμού σε περιόδους υψηλών τιμών στην χονδρεμπορική αγορά ή όταν απειλείται η αξιοπιστία του συστήματος. Το DR διακρίνεται σε γεγονότα Τύπου Επείγοντος Σήματος (Event Based) και σε Τύπου Μη Επείγοντος Σήματος (Non-Event Based). Στην 1^η κατηγορία ανήκουν τα προγράμματα DR που έχουν τη δυνατότητα να ανταποκρίνονται σε επείγοντα γεγονότα που σχετίζονται με την αξιοπιστία του συστήματος ή/και σε γεγονότα που σχετίζονται με μείωση της αιχμής του φορτίου. Στην 2^η κατηγορία ανήκουν προγράμματα που δεν αναφέρονται απαραίτητως σε επείγουσες καταστάσεις του δικτύου (AEIC, 2009).

3.1.1. Βασικές τεχνικές του DSM που έχουν εφαρμοστεί.

Η ιδέα της διαχείρισης της ζήτησης δεν είναι καινούργια και βασικές τεχνολογίες για την εφαρμογή της έχουν αναπτυχθεί. Κάποιες από τις κυριότερες τεχνικές που έχουν ήδη εφαρμοστεί αναφέρονται παρακάτω:

- *Νυχτερινή ηλεκτρική θέρμανση:* Δεδομένου ότι οι σταθμοί βάσης έχουν χαμηλότερο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η νυχτερινή ηλεκτρική θέρμανση έχει εφαρμοστεί σε πολλές χώρες. Η τεχνική αυτή επιτυγχάνει μια πιο ισορροπημένη χρήση του ηλεκτρισμού κατά την διάρκεια της ημέρας, αφού το αυξημένο φορτίο της ηλεκτρικής θέρμανσης μετατοπίζεται σε ώρες χαμηλής ζήτησης.
- *Άμεσος έλεγχος φορτίου:* Οικιακά προγράμματα για άμεσο έλεγχο φορτίων εφαρμόζονται σε συσκευές που μπορούν να σταματούν την λειτουργία τους σε σύντομο χρονικό διάστημα, όπως είναι τα κλιματιστικά, οι θερμοσίφωνες, οι αντλίες σε πισίνες. Απαραίτητη είναι η επικοινωνία μεταξύ της εταιρίας παροχής, του διαχειριστή του συστήματος και του καταναλωτή. Γι' αυτό γίνεται εγκατάσταση ευφυών συστημάτων ανταλλαγής πληροφοριών και ελέγχου. Οι πελάτες που συμμετέχουν σε αυτά τα προγράμματα αποζημιώνονται με μειωμένους λογαριασμούς ηλεκτρισμού.
- *Περιοριστές φορτίου:* Οι περιοριστές φορτίου ορίζουν ένα όριο κατανάλωσης σε ατομικούς καταναλωτές. Η τεχνική αυτή δίνει την δυνατότητα στους καταναλωτές να επιλέξουν ποιες συσκευές θα χρησιμοποιήσουν και ποιες καταναλώσεις θα αναβάλλουν.
- *Εμπορικά/βιομηχανικά προγράμματα:* Προγράμματα διαχείρισης του μέγιστου φορτίου είναι διαθέσιμα σε μεγάλους εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές. Ιδιαίτερα δημοφιλή είναι τα προγράμματα διακοπόμενου φορτίου για την παροχή υπηρεσιών εφεδρείας και για βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος. Οι συμμετέχοντες προέρχονται από τους κλάδους της διύλισης, των εξορύξεων, των κατασκευών, της επεξεργασίας του νερού. Για τους εμπορικούς καταναλωτές προσφέρονται προγράμματα για έλεγχο του συστήματος εξαερισμού, κλιματισμού και φωτισμού.
- *Ρύθμιση συχνότητας:* Η συχνότητα του συστήματος είναι στο άμεσο μέτρο ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης και πρέπει να διατηρείται συνεχώς στα 50Hz με μικρές αποκλίσεις. Για παράδειγμα, την απώλεια μιας μεγάλης γεννήτριας ακολουθεί σημαντική πτώση της συχνότητας και το σήμα αυτό πυροδοτεί μειώσεις φορτίων που έτσι συνεισφέρουν στην ρύθμιση της συχνότητας.
- *Τιμολόγηση του ηλεκτρισμού ανάλογα με την ώρα:* Οι διακυμάνσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αντανακλούν το κόστος παραγωγής της, δημιουργώντας κίνητρα για ολίσθηση φορτίου από περιόδους υψηλής σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Κατάλληλο για οικιακούς καταναλωτές.
- *Προγράμματα προσφορών:* Τα προγράμματα διατίθενται σε καταναλωτές που είναι πρόθυμοι να μειώσουν την κατανάλωση τους για μια προκαθορισμένη τιμή. Προγραμματίζοντας τους θερμοστάτες επιτυγχάνεται ο έλεγχος των κλιματιστικών και των συστημάτων θέρμανσης. Οι θερμοστάτες μπορούν να

προγραμματιστούν ώστε να υιοθετούν ρυθμίσεις ανάλογα με την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας και την εποχή. Επίσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν για ειδοποίηση των ενοίκων για συμμετοχή σε κάποιο γεγονός. Διάφορα προγράμματα που βασίζονται στην χρήση του διαδικτύου εξελίσσονται και επιτρέπουν στον πελάτη να δέχεται πληροφορίες και να αναλαμβάνει ενεργό δράση για διαχείριση του μέγιστου φορτίου.

- *Έξυπνες συσκευές και έξυπνοι μετρητές*: Η εφαρμογή των παραπάνω τεχνικών θα πρέπει να συνοδεύεται με την χρήση έξυπνων συσκευών. Θέτοντας ως στόχο την διευκόλυνση ενός τέτοιου συστήματος ενέργειας όπου κυριαρχούν οι συνεχείς αλληλεπιδράσεις μεταξύ ενός μεγάλου αριθμού οικιακών καταναλωτών, ένα ηλεκτρονικό σύστημα αγοράς ενέργειας υποστηριζόμενο από το διαδίκτυο χρειάζεται να αναπτυχθεί (Borenstein, 2005).

3.1.2. Παράμετροι υλοποίησης μέτρων DSM

Το DSM περιλαμβάνει εκείνα τα μέτρα που βοηθούν τους καταναλωτές να χρησιμοποιούν την ηλεκτρική ενέργεια με αποδοτικότερο τρόπο. Τα μέτρα DSM μπορούν να καθυστερήσουν ή να αναβάλουν τη κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής και να ελαττώσουν τη χρήση των υπάρχοντων μονάδων ή να οδηγήσουν τις υπάρχουσες μονάδες να εξυπηρετούν περισσότερους καταναλωτές (Boyle, 1996). Για την υιοθέτηση των τεχνικών και για συμμετοχή στα προγράμματα διαχείρισης ζήτησης θα πρέπει να ληφθούν μέτρα που θα κάνουν πιο οικεία την έννοια του DSM, που διακρίνονται σε τέσσερις κατηγορίες (Saini, 2004):

Προγράμματα ενημέρωσης: Στοχεύουν στην ενημέρωση του κοινού για τα πλεονεκτήματα της ενεργειακής απόδοσης και γενικότερα της διαχείρισης ζήτησης. Κάποιοι τρόποι για την επίτευξη της ενημέρωσης είναι οι διαφημιστικές εκστρατείες, τα σεμινάρια, το διαδίκτυο. Η ενημέρωση είναι απαραίτητο μέτρο για την προώθηση του DSM στα διάφορα είδη καταναλωτών.

Προγράμματα τεχνικής υποστήριξης: Παρέχουν στους καταναλωτές ενεργειακές επιθεωρήσεις και καταγράφουν τα τεχνικά εμπόδια που υπάρχουν για την εισαγωγή μεθόδων μεταβολής της ζήτησης.

Προγράμματα οικονομικής υποστήριξης: Στοχεύουν στην μείωση του κόστους για την εισαγωγή μέτρων ενεργειακής απόδοσης. Τα προγράμματα περιέχουν δανειοδοτήσεις και επιδοτήσεις για αγορά ενεργειακά αποδοτικού εξοπλισμού. Η προώθηση του ενεργειακά αποδοτικού εξοπλισμού είναι βασική προσέγγιση του DSM.

Προγράμματα άμεσης παρέμβασης: Πρόκειται για προγράμματα που παρεμβαίνουν στην αγορά και προωθούν αποδοτικό εξοπλισμό με μηδενικό κόστος. Οι κυβερνητικές οδηγίες που αναφέρονται στον καθορισμό των ελαχίστων κριτηρίων που πρέπει να πληροί ο εξοπλισμός για να θεωρείται ενεργειακά αποδοτικός είναι ουσιαστικά προγράμματα άμεσης παρέμβασης.

3.1.3. Εμπόδια για την ενσωμάτωση του DSM

Διάφορες μελέτες έχουν παρουσιάσει τα υπάρχοντα εμπόδια που αποθαρρύνουν την υιοθέτηση ενεργειακά αποδοτικών πολιτικών. Δεν θα αποτελούσε εξαίρεση και μια μέθοδος DSM, η οποία για να ενσωματωθεί στην αγορά θα πρέπει πρωτίστως να αξιολογηθεί μέσω κάποιων κριτηρίων. Αυτά ακολουθούν μια ιεράρχηση η οποία παρουσιάζεται παρακάτω:

- Αποδοτικότητα: η ικανότητα μιας μεθόδου DSM στο να ικανοποιήσει τους εκ των προτέρων στόχους.
- Οικονομική εφαρμοσιμότητα: το οικονομικό αντίκτυπο που θα έχει στη βιωσιμότητα ενός προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ευκαμψία: η προσαρμοστικότητα ενός προμηθευτή στο να συμμορφώσει τις υπάρχουσες δραστηριότητες του.
- Νομική εφαρμοσιμότητα: η ανάγκη για θέσπιση νέων νόμων ή η τροποποίηση των υπαρχόντων ώστε να υιοθετηθεί μια DSM στρατηγική.
- Δυναμικό για τροποποίηση της αγοράς: μείωση των εμποδίων της αγοράς.
- Πολιτική εφαρμοσιμότητα: οι παρόντες πολιτικοί περιορισμοί στο να εφαρμοστεί μια μέθοδος DSM (Malik, 2007).

Εκτός από τα παραπάνω η σύγχρονη έρευνα στο DSM καλείται να αντιμετωπίσει και τα εξής:

- Περιορισμένο ενδιαφέρον για θέματα ενεργειακής απόδοσης και ελλιπής χρηματοδότηση.
- Ανεπαρκής υποδομή των τεχνολογιών μέτρησης και τηλεπικοινωνίας.
- Χαμηλό επίπεδο ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Συμπερασματικά λοιπόν, η υιοθέτηση μιας μεθόδου DSM μπορεί να χαρακτηριστεί χρονοβόρα λόγω της μη ή καθυστερημένης ικανοποίησης κάποιων από τα παραπάνω κριτήρια (Gellera et al, 2006).

3.1.4. Η αξία της εφαρμογής προγραμμάτων Διαχείρισης της Ζήτησης

Τα κίνητρα πίσω από την εφαρμογή του DSM είναι προφανώς διαφορετικά για τους διάφορους εμπλεκόμενους φορείς.

- *Σταθμοί Παραγωγής:* Το DSM μπορεί να βοηθήσει ώστε να καθυστερήσει η κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής ή ακόμα και να μειωθεί η χρήση δαπανηρών μονάδων αιχμής στο σύστημα, προσδιορίζοντας απλά τα φορτία που μπορούν να απορριφθούν σε κρίσιμες περιόδους, αντί για ένταξη νέων μονάδων.
- *Δίκτυο Διανομής και Μεταφοράς:* Η μη ένταξη νέων μονάδων έχει ως αποτέλεσμα να μειωθεί η ανάγκη για την ενίσχυση των δικτύων διανομής και μεταφοράς. Επίσης η εφαρμογή του DSM θα βοηθήσει στην αποσυμφόρηση αστικών υποσταθμών διανομής. Η υψηλή ζήτηση, ιδίως τους καλοκαιρινούς

μήνες εξαιτίας της αυξημένης χρήσης κλιματισμού, θα μπορεί να αντιμετωπιστεί χωρίς να γίνει αντικατάσταση των Μ/Σ με καινούριους αυξημένης ισχύος, αλλά με την εφαρμογή προγραμμάτων DSM. Ομοίως η εφαρμογή του DSM μπορεί να βοηθήσει στην αντιμετώπιση της καταπόνησης καλωδίων και μετασχηματιστών σε περιόδους με αυξημένη ζήτηση φορτίου.

- *Διείσδυση των ΑΠΕ:* Οι ανησυχίες σχετικά με την ευελιξία, τη μεταβλητότητα, τη μη προβλεψιμότητα των ανανεώσιμων πηγών και των επιπτώσεων τους στη διατήρηση ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, μπορούν να μετριαστούν με την εξάπλωση των προγραμμάτων DSM.
- *Καταναλωτές:* Μέσω της εφαρμογής των προγραμμάτων DSM θα μειωθούν οι χρεώσεις των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας, θα αποφύγουν κόστη με τα οποία πιθανόν να επιβαρυνόντουσαν με τη κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής και θα απολαμβάνουν περισσότερο αξιόπιστες υπηρεσίες.
- *Κοινωνικό Σύνολο:* Η εφαρμογή του DSM θα επιφέρει δημιουργία νέων αγορών με σκοπό τη προώθηση και την ανάπτυξή του. Η διείσδυση του προσφέρει σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη καθώς αποφεύγεται η κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής και μειώνονται οι εκπεμπόμενοι ρύποι (IIEC, 2006).

3.2. Ενεργειακή Αποδοτικότητα

Η ενεργειακή αποδοτικότητα αναφέρεται στη χρησιμοποίηση λιγότερης ενέργειας για τη παροχή των ίδιων ή βελτιωμένων υπηρεσιών στον καταναλωτή με οικονομικότερο και αποδοτικότερο τρόπο. Δηλαδή απαιτεί μόνιμες αλλαγές της ηλεκτρικής κατανάλωσης μέσω της εγκατάστασης αποδοτικότερων συσκευών από τον καταναλωτή, με σκοπό τη μείωση της ποσότητας ενέργειας που χρειάζεται για την υλοποίηση μια λειτουργίας.

Για την πλήρη κατανόηση της ενεργειακής αποδοτικότητας είναι απαραίτητο να διευκρινιστεί ότι:

- Οι υπάρχουσες ηλεκτρικές συσκευές αντικαθίστανται με αποδοτικότερες συσκευές, χωρίς όμως να υπάρξει καμία αλλαγή στην λειτουργία που προσφέρουν στον καταναλωτή.
- Οι νέες συσκευές λειτουργούν χρησιμοποιώντας λιγότερη ενέργεια για την ίδια λειτουργία.
- Η πραγματική μείωση στην κατανάλωση ενέργειας (kWh) πραγματοποιείται καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας ανεξάρτητα από την παρουσία κρίσιμων περιόδων στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

Οι παραπάνω παραδοχές είναι αρκετά σημαντικές ώστε να γίνει εμφανής η διαφορά μεταξύ της ενεργειακής αποδοτικότητας και της απόκρισης ζήτησης, η οποία θα αναλυθεί σε ξεχωριστή ενότητα.

Η ενεργειακή αποδοτικότητα δεν απαιτεί καμία θυσία ή μείωση της άνεσης και ξεχωρίζει από την πρακτική συντηρητικής χρήσης ενέργειας, η οποία απαιτεί μείωση

της χρησιμοποιούμενης ενέργειας και ποιότητας παροχών (ουσιαστικά αλλαγή ενεργειακής συμπεριφοράς του καταναλωτή) μέσα από διάφορες ενέργειες όπως τη μείωση του θερμοστάτη κατά τη διάρκεια της περιόδου θέρμανσης ή μείωση του φωτισμού κάτω από το επιθυμητό επίπεδο.

Βελτιώνοντας της ενεργειακή συμπεριφορά όλων των καταναλωτών, βιομηχανικών, εμπορικών και οικιακών, είναι ένας από τους εποικοδομητικότερους και οικονομικά αποδοτικούς τρόπους για να αντιμετωπιστούν οι αυξανόμενες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, να διασφαλίσουμε την αξιοπιστία των ενεργειακών συστημάτων και να συμβάλουμε στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.

Διάφορα προγράμματα και τεχνικές για τη διείσδυση της Ενεργειακής απόδοσης στους καταναλωτές είναι οι εξής:

- Εκπτώσεις στους πελάτες που εγκαθιστούν ενεργειακά αποδοτικές συσκευές, συστήματα HVAC (θέρμανσης, αερισμού και ψύξης) κ.α.
- Χρηματοδότηση η οποία γίνεται συνήθως με επιδοτήσεις ή οικονομικά προγράμματα ώστε να αντισταθμιστεί το αρχικό κόστος των μέτρων της ενεργειακής αποδοτικότητας.
- Κίνητρα εμπορίου τα οποία αποτελούν τα κίνητρα που δίνονται σε επιχειρήσεις ώστε να επενδύουν, να πωλούν και να εγκαθιστούν προγράμματα και συσκευές ενεργειακής απόδοσης.
- Εκπαίδευση των καταναλωτών για τα οφέλη της ενεργειακής απόδοσης.
- Πρότυπα συσκευών όπου θα ενσωματώνεται η ενεργειακή αποδοτικότητα της συσκευής.
- Κανονισμοί Δόμησης ώστε να πιστοποιείται η ενεργειακή αποδοτικότητα των κτιρίων αλλά και ο σχεδιασμός νέων πραγματικά αποδοτικών κτιρίων (Goldman, 2010).

3.3. Απόκριση Ζήτησης (DR)

3.3.1. Ορισμός

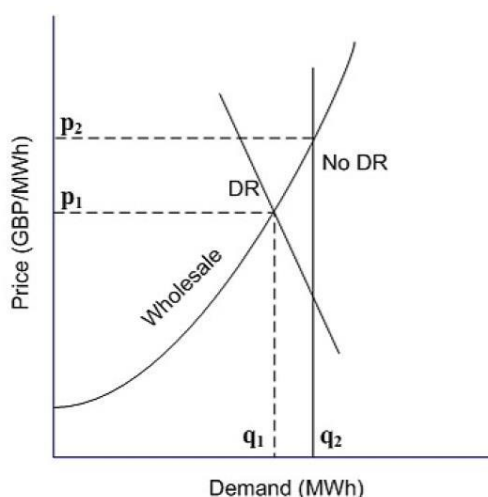
Σε αποδοτικές αγορές ΗΕ, οι τιμές διαμορφώνονται μέσω πολύπλοκων αλληλεπιδράσεων μεταξύ αγοραστών και πωλητών. Ωστόσο σε πολλές σύγχρονες αγορές ΗΕ, οι περισσότεροι καταναλωτές δεν συμμετέχουν ενεργά στη διαδικασία καθορισμού των τιμών. Άμεσο επακόλουθο των παραπάνω είναι η αστάθειας των τιμών εφόσον αυτές δεν αντιπροσωπεύουν το πραγματικό κόστος της παραγωγής ηλεκτρισμού (Faruqi, 2002).

Η *Απόκριση Ζήτησης* ή *Demand Response (DR)*, αναφέρεται σε ένα σύνολο στρατηγικών που αποσκοπούν στο να συμπεριλάβουν τον καταναλωτή του ηλεκτρισμού στη διαδικασία του καθορισμού των τιμών. Τα μεταβλητά φορτία που προκύπτουν καθώς οι καταναλωτές προσαρμόζουν την ζήτηση τους στις τιμές της αγοράς, είναι υπεύθυνα για τη μείωση των υπερβολικών τιμών της *Αγοράς Χονδρικής Πώλησης (Wholesale Market)*.

Με άλλα λόγια, ως DR μπορεί να οριστεί οποιαδήποτε προσπάθεια, βασισμένη σε οικονομικά κίνητρα, δύναται να αυξήσει την ελαστικότητα ζήτησης των αγοραστών (Kirschen, 2003). Η ελαστικότητα της ζήτησης μετρά κατά πόσο η ζητούμενη ποσότητα ανταποκρίθηκε στη μεταβολή της τιμής και ορίζεται ως η ποσοστιαία μεταβολή της ποσότητας του αγαθού που ζητείται προς την ποσοστιαία μεταβολή της τιμής του.

$$E = - \frac{q_2 - q_1}{p_1 - p_2} * \frac{p_1}{q_1}$$

Το αρνητικό πρόσημο οφείλεται στο νόμο της ζήτησης, σύμφωνα με τον οποίο όσο αυξάνεται η τιμή ενός αγαθού, μειώνεται η ποσότητα ζήτησης και αντίστροφα. Όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα, το DR μπορεί να μεταβάλει την καμπύλη ζήτησης των αγοραστών ως απόκριση στην άνοδο των τιμών.



Γράφημα 10: Η επιρροή του DR στις τιμές ΗΕ (Stavrogiannis, 2010).

Σκοπός του DR είναι η μείωση της κατανάλωσης σε κρίσιμες περιόδους για το σύστημα ΗΕ. Οι κρίσιμες περιόδους είναι οι περιόδους κατά τη διάρκεια του έτους όπου:

- οι τιμές της ΑΧΠ είναι υψηλές,
- υπάρχει μειωμένο δυναμικό σε εφεδρεία,
- εμφανίζεται δυσλειτουργία του δικτύου μεταφοράς,
- εμφανίζονται ακραία καιρικά φαινόμενα και
- γενικότερα σε περιόδους όπου η αξιοπιστία του συστήματος τίθεται σε κίνδυνο (Abdulah, 2010).

Με αυτό το τρόπο, το DR αποτελεί ένα αποδοτικό και ευέλικτο μηχανισμό που εκτός από την αποφυγή δαπανηρών λύσεων όπως η επένδυση σε νέες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, μπορεί να οδηγήσει και σε αυξημένη ασφάλεια και αξιοπιστία διάθεσης της ΗΕ (FERC,2006).

3.3.2. Κατηγορίες Προγραμμάτων Απόκρισης Ζήτησης

Κατά τη χάραξη της πολιτικής για τη διαχείριση της ζήτησης μπορούν να εφαρμοσθούν διαφορετικά προγράμματα που θα πετύχουν την επιθυμητή απόκριση ζήτησης. Τα προγράμματα που θα εφαρμοσθούν πρέπει να είναι οικονομικά αποδοτικά, διότι δε πρέπει να αμεληθούν παράγοντες όπως είναι οι συνέπειες των μεταβολών της ζήτησης, το κόστος εφαρμογής του προγράμματος και το επίπεδο στο οποίο μπορεί να κυμανθούν μελλοντικά οι τιμές της αγοράς. Τα προγράμματα DR μπορούν να διακριθούν σε δύο κατηγορίες:

Απόκριση ζήτησης βάσει κινήτρων (Incentive-based DR Programs). Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει προγράμματα που προσφέρονται στους καταναλωτές μέσω συμβολαίων και παρέχουν οικονομικά κίνητρα (σταθερά ή μεταβαλλόμενα) για την μεταβολή της ζήτησης τους σε κρίσιμες, για το δίκτυο, περιόδους. Σε αυτή την κατηγορία, οι καταναλωτές υποχρεούνται να ανταποκριθούν όταν τους ζητηθεί και σε περίπτωση που δεν το κάνουν, τιμωρούνται με οικονομικές ποινές. Για την αποτίμηση της εξοικονόμησης φορτίου, σε κάθε καταναλωτή αντιστοιχίζεται μια βασική κατανάλωση ενέργειας και αποκλίσεις από αυτή την κατανάλωση αντιστοιχούν σε απόκριση του καταναλωτή στο πρόγραμμα.

Ακολουθεί απαρίθμηση των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης βάσει κινήτρων:

- *Άμεσος έλεγχος φορτίου (Direct Control):* το πρόγραμμα αυτό απευθύνεται κυρίως σε οικιακούς καταναλωτές με κίνητρο την πίστωση στο λογαριασμό τους. Ο διαχειριστής του δικτύου μπορεί να επέμβει με διακοπή της λειτουργίας του οικιακού εξοπλισμού που επιβαρύνει το σύστημα σε περίοδο που απειλείται η εύρυθμη λειτουργία του.
- *Προγράμματα περικοπής/διακοπής (Curtailable/Interruptible Programs):* απευθύνονται σε χρήστες που καταναλώνουν μεγάλη ποσότητα ενέργειας, άρα κυρίως σε βιομηχανικούς και σε δεύτερο λόγο σε εμπορικούς καταναλωτές. Οι συμμετέχοντες χρήστες εφόσον συμφωνήσουν στη μείωση της κατανάλωσής τους σε κάποιο συμφωνηθέν όριο, σε περίοδο που το σύστημα τίθεται σε κίνδυνο, απολαμβάνουν έκπτωση ή πίστωση στο λογαριασμό τους. Αν, όμως, παρατηρηθεί απόκλιση από το συμφωνηθέν όριο για την κατανάλωσή τους ενδέχεται να υποστούν ποινές με τη μορφή αύξησης στο λογαριασμό τους.
- *Προγράμματα πλειοδοσίας/επαναγοράς (Demand Bidding):* οι χρήστες με μεγάλη συμμετοχή στην κατανάλωση ενέργειας ορίζουν, μετά από διαδικασία πλειοδοσίας στο πλαίσιο της αγοράς, σε ποια τιμή διατίθενται να περικόψουν το φορτίο τους. Εναλλακτικά, ο πάροχος της ενέργειας ορίζει μια τιμή κι ο χρήστης έχει την επιλογή να ορίσει πόσο φορτίο διατίθεται να περικόψει σε αυτή την τιμή. Στα προγράμματα αυτά είναι πιθανότερο να υπάρξει ποινή στον καταναλωτή αν δε τηρηθούν τα συμφωνηθέντα.
- *Προγράμματα έκτακτης ανάγκης (Emergency DR Programs):* σε καταστάσεις όπου το σύστημα εμφανίζει μειωμένη αξιοπιστία, οι συμμετέχοντες δέχονται πληρωμές εφόσον μετρηθεί μείωση της κατανάλωσής τους για όσο το σύστημα βρίσκεται σε κίνδυνο, συμβάλλοντας στην αποφόρτίσή του.

- *Προγράμματα χωρητικότητας της αγοράς (Capacity Market):* οι καταναλωτές προχωρούν σε μια προκαθορισμένη μείωση του φορτίου σε περιπτώσεις ανάγκης του συστήματος. Σε αντάλλαγμα δέχονται προπληρωμή και ανάλογα με το πρόγραμμα, πληρωμές όταν μειώνουν την κατανάλωση σε έκτακτα περιστατικά. Σε τέτοιου είδους προγράμματα κι εφόσον έχουν προηγηθεί συμφωνίες εκ των προτέρων είναι δεδομένο ότι οι συμμετέχοντες που δε συμμορφώνονται θα δεχτούν ποινές.
- *Προγράμματα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Ancillary services market):* προγράμματα στα οποία οι καταναλωτές πλειοδοτούν την περικοπή του φορτίου τους, όπου το φορτίο που περικόπτεται χρησιμοποιείται ως εφεδρεία. Αν η προσφορά τους γίνει αποδεκτή ανταμείβονται για να είναι σε θέση να μειώσουν την κατανάλωση όταν αυτό χρειαστεί. Σε περίπτωση που όντως υπάρχει ανάγκη περικοπής φορτίου υπάρχει επιπρόσθετη αμοιβή.

Παρά τα οικονομικά οφέλη που υπάρχουν για τους καταναλωτές, είναι απαραίτητο να γίνει εύστοχα η προώθηση του επιλεγμένου προγράμματος, ώστε να πεισθούν και να συμμετέχουν. Θα πρέπει δηλαδή να είναι ξεκάθαρα τα οφέλη που μπορούν να αποκομίσουν, αν και τι θα τους κοστίζει για να συμμετάσχουν, καθώς και οι συνέπειες από τη συμμετοχή και στη συνέχεια, μη συμμόρφωση τους ως προς τους όρους που έχουν συμφωνηθεί.

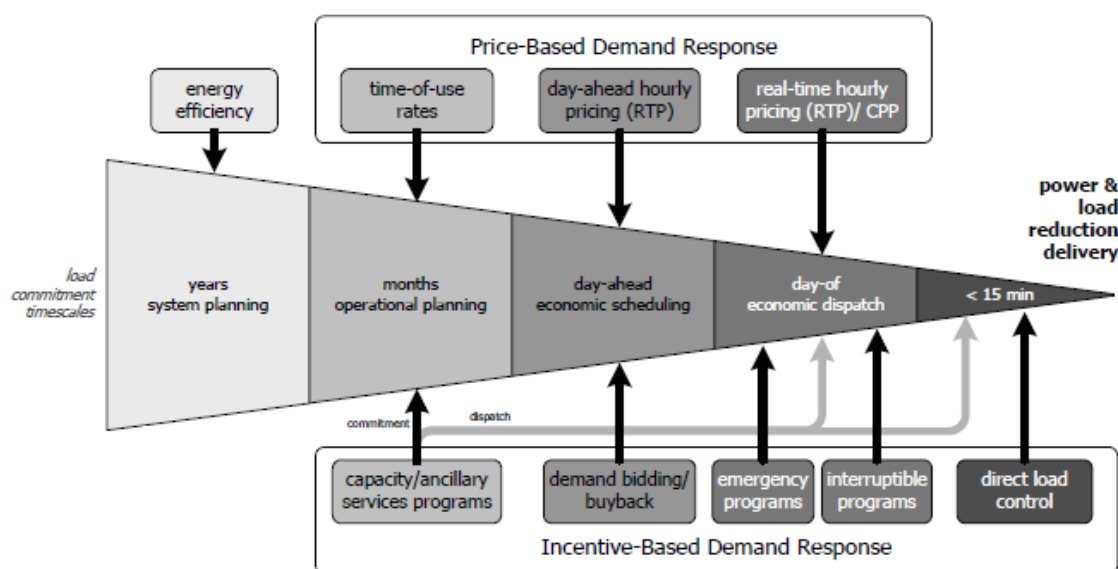
Απόκριση ζήτησης βάσει τιμής (Price-based DR Programs). Σε αυτήν την κατηγορία περιλαμβάνει τιμολόγια HE που προσφέρουν χρονικά μεταβαλλόμενες χρεώσεις ώστε να αντανakλούν το κόστος παραγωγής. Αξίζει να σημειωθεί πως σε αυτά τα προγράμματα DR δεν είναι υποχρεωτική η απόκριση των καταναλωτών. Δηλαδή, οι τελευταίοι ανάλογα με τις ανάγκες τους, δύνανται να μην ανταποκρίνονται στις αντίστοιχες χρεώσεις. Τα προγράμματα αυτής της κατηγορίας βασίζονται στην δυναμική τιμολόγηση και απευθύνονται σε πελάτες που επιθυμούν να προσαρμόσουν το πρότυπο κατανάλωσης τους, με βάση το κόστος της HE σε πραγματικό χρόνο (Gellings, 2009). Τα διάφορα είδη τέτοιων χρεώσεων θα αναλυθούν εκτενέστερα στη συνέχεια καθώς αποτελούν ένα από τα κύρια αντικείμενα μελέτης της παρούσας διπλωματικής εργασίας, ωστόσο παρακάτω γίνεται μια συνοπτική παρουσίασή τους:

- *Τιμολόγηση βάσει της ώρας χρήσης (Time Of Use - TOU):* στο πρόγραμμα αυτό η ημέρα χωρίζεται σε τμήματα στα οποία η ενέργεια τιμολογείται διαφορετικά. Η τιμολόγηση αντικατοπτρίζει το μέσο κόστος της παραγωγής και μεταφοράς της ενέργειας και μπορεί να μείνει αμετάβλητη για διάστημα μηνών. Τέτοιου είδους προγράμματα είναι ευρέως διαδεδομένα, είναι απαραίτητη όμως εγκατάσταση εξοπλισμού για τη μέτρηση του μέσου φορτίου που καταναλώνεται σε κάθε τμήμα της ημέρας.
- *Τιμολόγηση κρίσιμης αιχμής (Critical Peak Pricing- CPP):* καθορίζεται υψηλή τιμολόγηση της κατανάλωσης, για μια περίοδο κατά την οποία ο πάροχος έχει ορίσει ως κρίσιμη αιχμή. Αυτή μπορεί να οφείλεται είτε στην εμφάνιση κινδύνων για την ευστάθεια του συστήματος είτε στο αυξημένο κόστος για την απόκτηση των απαραίτητων πόρων (π.χ. καυσίμων) για την παραγωγή. Σε σχετικά σύντομο διάστημα πριν τεθεί σε ισχύ η τιμολόγηση, υπάρχει σχετική

ενημέρωση των πελατών. Οι πελάτες, συνήθως, λαμβάνουν έκπτωση στο λογαριασμό για τη συμμετοχή τους στο πρόγραμμα.

- Τιμολόγηση ακραίας ημέρας (Extreme Day Pricing- EDP): ισχύει ότι και στην προηγούμενη επιλογή, μόνο που εφαρμόζονται για χρονικό διάστημα μίας ημέρας.
- Τιμολόγηση κρίσιμης κορυφής και ακραίας ημέρας (ED-CPP): αποτελεί συνδυασμό των δύο προηγούμενων επιλογών.
- Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (Real Time Pricing- RTP): πρόκειται για χρέωση που αντανακλά την ωριαία διακύμανση του κόστους παραγωγής. Οι τιμές πώλησης του ηλεκτρισμού αλλάζουν ανά ώρα. Υπάρχει επικοινωνία πραγματικού χρόνου μεταξύ προμηθευτή και καταναλωτή. Πρόκειται για πλήρες δυναμικό τιμολόγιο. Οι χρεώσεις γνωστοποιούνται στους καταναλωτές μία ημέρα ή μία ώρα πριν την εφαρμογή τους.

Κάθε μέθοδος τιμολόγησης επιφέρει διαφορετικές συνέπειες για καταναλωτές και τους οργανισμούς που παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια. Με την τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο (RTP), γίνεται μετακύληση του κόστους της χονδρεμπορικής αγοράς, χωρίς πρόσθετο κόστος για τον παραγωγό. Με τιμολόγηση CPP, οι καταναλωτές προειδοποιούνται για το πότε αυτή θα τεθεί σε εφαρμογή κι η διάρκεια που αυτή εφαρμόζεται είναι περιορισμένη (CRA, 2005).



Γράφημα 11: Ο ρόλος του DR στον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (DEO, 2006)

3.4. Εφαρμογές Απόκρισης Ζήτησης στην Ευρώπη

Οι σχεδιασμοί της αγοράς και οι πολιτικές που εφαρμόζονται στις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες δεν έχουν βοηθήσει στην προώθηση καινοτομιών και ευκαιριών

απόκρισης ζήτησης στις αγορές ηλεκτρισμού. Κάποια από τα προγράμματα DR που είναι σε εφαρμογή στα κράτη μέλη της ΕΕ έχουν εστιάσει σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές και παρουσιάζουν φτωχά υποκατάστατα των πιθανών οφελών που θα προκύπτανε μέσα από μια πιο ολοκληρωμένη προσέγγιση της απόκρισης ζήτησης, συμπεριλαμβανομένου προειδοποιημένη αποκοπή φορτίων σε εμπορικούς και οικιακούς καταναλωτές (Torriti et al, 2010).

Τα τελευταία είκοσι χρόνια, οι ευρωπαϊκές εταιρίες παροχής έχουν χρησιμοποιήσει διάφορες μορφές μηχανισμών αποκοπής φορτίου σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές για να μειώσουν την ζήτηση κατά τις ώρες αιχμής. Τα προγράμματα αυτά συνήθως δεν βασίζονται σε ακριβή σήματα τιμών, που αποτελούν την βάση της δυναμική τιμολόγησης. Είναι λιγότερο δαπανηρά στην εφαρμογή τους και βασίζονται σε διακριτά χρονικά διαστήματα και τιμολόγηση της διακοπής.

Για παράδειγμα, στη Σουηδία ένας προσωρινός νόμος για τα αποθέματα μέγιστης ισχύος ίσχυε από το 2003 μέχρι το 2008. Βασιζόταν σε μελέτες για την απόκριση ζήτησης που έδειχναν ότι οι περισσότερες σουηδικές βιομηχανίες είχαν την δυνατότητα να αντιμετωπίσουν αποκοπές φορτίων που θα διαρκούσαν από 30 λεπτά έως 3 ώρες την μέρα. Ο νόμος θεσπίστηκε από την κυβέρνηση της Σουηδίας με σκοπό την εξασφάλιση επαρκούς εφεδρείας (Turvey, 2003). Οργανώθηκαν δημοπρασίες για την διατήρηση του εφεδρικού δυναμικού μέχρι τα 2000MW. Μετά από μία περίοδο εφαρμογής του νόμου διεξήχθη αξιολόγηση για να διερευνηθεί πως οι συμμετέχοντες αξιοποιούσαν τα χρονικά διαστήματα μεταξύ των αποκοπών φορτίων για να προετοιμάσουν το έδαφος για μια λύση βασισμένη στην αγορά. Πλέον στη Σουηδία αυξάνεται συνεχώς ο αριθμός των καταναλωτών λιανικής που επιλέγουν συμβόλαια ηλεκτρικής ενέργειας με δυναμικά προσαρμοζόμενες τιμές, μάλιστα ο αριθμός των συμβολαίων μεταβλητής τιμής αυξήθηκε από 4% το 2004 σε 38% το 2014 (ΕΕ, 2014).

Στη Φιλανδία, παρόμοια με ότι συνέβη στην Σουηδία, για αρκετά χρόνια εφαρμόστηκαν προγράμματα αποκοπής φορτίου για την εξασφάλιση εφεδρείας. Εταιρίες υπέγραφαν ετήσια συμβόλαια με τον διαχειριστή του εθνικού δικτύου μεταφοράς ηλεκτρισμού. Το 2005 το συνολικό δυναμικό της απόκρισης ζήτησης από μεγάλης κλίμακας βιομηχανικούς καταναλωτές που συμμετείχαν στα προγράμματα είχε εκτιμηθεί περίπου στα 1280MW, που αποτελεί το 9% της μέγιστης ζήτησης ισχύος στη Φιλανδία (Kärkkäinen, 2006). Έπειτα το 2008 η βασική εταιρία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας της Φιλανδίας επένδυσε σε ένα προηγμένο σύστημα μέτρησης ώστε να διαβάσει, να ελέγχει και να διαχειρίζεται αυτόματα τα 60.000 σημεία μέτρησης των πελατών της.

Στην Ολλανδία, έχει εκτιμηθεί το δυναμικό της διαχείρισης φορτίου μεταξύ 1000-1500MW. Ο αριθμός αυτός αναμένεται να αυξηθεί σταδιακά μέχρι το 2020 και βασίζεται σε ένα σύστημα προσφορών για εφεδρεία και ρύθμιση ισχύος.

Τα παραπάνω παραδείγματα αφορούσαν μακροχρόνιες εφαρμογές που ως στόχο είχαν τους μεγαλύτερους και πιο ενεργοβόρους βιομηχανικούς καταναλωτές (Torriti et al, 2010).

Ωστόσο πλέον σε αρκετές χώρες τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης έχουν εξελιχθεί ώστε να κινητοποιήσουν εμπορικούς και οικιακούς καταναλωτές να συμμετάσχουν. Πλήθος τέτοιων πιλοτικών εφαρμογών θα παρουσιαστούν αναλυτικά στο κεφάλαιο 5 της παρούσας εργασίας.

4. Δυναμική τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας

4.1. Εισαγωγή

Το γεγονός της απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας αφορά πλέον όλο και περισσότερες χώρες του ανεπτυγμένου κόσμου. Ως συνέπεια αυτού είναι η ανάγκη δημιουργίας νέων μοντέλων λειτουργίας της αγοράς, ή και την εξέλιξη των ήδη υπαρχόντων, από τότε που κυριαρχούσαν οι μονοπωλιακές επιχειρήσεις κοινής ωφελείας, προκειμένου να συμβαδίσουν με τις απαιτήσεις του συγχρόνου τρόπου ζωής. Ωστόσο, από την πρώτη απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Αγγλία, το μεγάλο ενδιαφέρον έχει στραφεί στην ενίσχυση του ανταγωνισμού από πλευράς παραγωγής, αγνοώντας τις δυνατότητες της λιανικής αγοράς. Πιο συγκεκριμένα, οι ρυθμιστικές αρχές και εταιρείες διανομής θεωρούσαν πάντα την λιανική ζήτηση ΗΕ ως ανελαστική και επομένως μη ικανή να επηρεάσει την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς.

Αυτή η υπόθεση μπορεί βλάψει την επιτυχία των ανταγωνιστικών αγορών, ιδίως σε περίπτωση μειωμένης παραγωγικής δύναμης ή αδυναμίας εισόδου των προμηθευτών στην αγορά. Η ανησυχία εντάθηκε όταν το 2000 στη χονδρεμπορική αγορά της Καλιφόρνιας, οι τιμές της ΗΕ αυξήθηκαν σημαντικά με αποτέλεσμα τα έσοδα από την λιανική πώληση να μην επαρκούν για να καλύψουν τα έξοδα των εταιρειών διανομής. Οι ερευνητικές μελέτες που διενεργήθηκαν προκειμένου να εξηγήσουν το φαινόμενο, πάρα τα διάφορα αντιφατικά συμπεράσματα τους, συνέκλιναν σε ένα σημείο, ότι δηλαδή η έλλειψη μηχανισμών Απόκρισης – Ζήτησης (DR) στην λιανική αγορά ήταν ένας από τους κύριους παράγοντες που συνέβαλαν στην αποτυχία της συγκεκριμένης αγοράς ΗΕ (Faruqui and George 2002, Wolak 2001, Borenstein 2004).

Έκτοτε, πολλές ερευνητικές προσπάθειες έγιναν με θέμα το πώς η ζήτηση ΗΕ μπορεί να ανταποκρίνεται στις αυξομειώσεις των τιμών της χονδρεμπορικής αγοράς. Πλέον, είναι ευρέως αποδεκτό ότι η τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο των καταναλωτών είναι ένα αποτελεσματικό εργαλείο για την επίτευξη και τελικά αξιοποίηση της ελαστικότητας ζήτησης στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (Borenstein and Holland 2003). Η ιδέα επικεντρώνεται στην αποφυγή των «επίπεδων» και την χρήση πιο δυναμικών τιμολογίων με βάση το πραγματικό κόστος παραγωγής της ΗΕ, το οποίο θα ακολουθεί τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς. Ωστόσο, πρέπει να δοθεί μεγάλη σημασία στην προστασία του καταναλωτή ώστε να μην εκτεθεί σε κίνδυνο λόγω έντονης μεταβλητότητας της τιμής της ΗΕ. Τον ρολό αυτό αναλαμβάνει η ρυθμιστική αρχή της εκάστοτε χώρας και αποτελεί πραγματική πρόκληση για την ολοκλήρωση της όλης διαδικασίας (Doucet and Kleit 2003).

Πιο συγκεκριμένα, μελέτες ερευνητικών ομάδων έδειξαν πως το κόστος παραγωγής της ΗΕ δεν κατανέμεται ισομερώς. Τα μη δυναμικά τιμολογιακά προγράμματα δεν παρέχουν καμία πληροφόρηση στον καταναλωτή για την χρονική μεταβολή του κόστους της ΗΕ και έτσι προάγουν την υπερβολική κατανάλωση κατά

τις ώρες αιχμής και αντίστοιχα πιο συγκρατημένη κατανάλωση την υπόλοιπη διάρκεια της ημέρας. Το πρόβλημα εμφανίζεται κυρίως κατά τις 60-100 ώρες του χρόνου που αντιστοιχούν στο 10-18% του φορτίου αιχμής του συστήματος. Προκειμένου να ικανοποιηθεί αυτή η ζήτηση εγκαθίστανται και τίθενται σε λειτουργία δαπανηρές μονάδες παραγωγής, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η τιμή της ΗΕ για όλους τους καταναλωτές (Faruqi et al, 2009).

Καθώς, μάλιστα, οι βιομηχανίες συνεχίζουν το σχεδιασμό για την δημιουργία των έξυπνων δικτύων, τα δυναμικά προγράμματα τιμολόγησης παρουσιάζουν όλο και μεγαλύτερο ενδιαφέρον για τις δημόσιες κρατικές επιτροπές και τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας. Ο λόγος είναι ότι οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας ανά τον κόσμο δεν επιτρέπουν την αμφίδρομη σχέση με τον καταναλωτή ώστε να μπορεί ο ίδιος να είναι ρυθμιστής της κατανάλωσης ενέργειας ανάλογα με τις ανάγκες του.

Με τα δυναμικά προγράμματα τιμολόγησης υπάρχει η δυνατότητα να επιλυθεί αυτό το πρόβλημα, με την ενίσχυση της οικονομικής αποδοτικότητας έχοντας σαν αποτέλεσμα την μείωση της ζήτησης κατά τις ώρες αιχμής.

4.2. Κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή της ΗΕ

Οι σύγχρονες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (χονδρική αγορά) θα μπορούσαν να γίνουν πιο αποτελεσματικές και ευέλικτες όσον αφορά τον ανταγωνισμό ενσωματώνοντας τις απαιτήσεις της λιανικής αγοράς σε πραγματικό χρόνο.

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρική αγορά μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα, συχνά ακόμα και κατά 30% - 50% μέσα σε μία μέρα. Οι λόγοι για τους οποίους η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αυτήν την συμπεριφορά είναι:

- Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρει ανάλογα με τον τεχνολογία που χρησιμοποιείται.
- Το φορτίου του συστήματος, μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα.
- Η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί με οικονομικό τρόπο, και έτσι πρέπει να καταναλώνεται την ίδια στιγμή που παράγεται.
- Συμβάντα όπως ξαφνική απώλεια μονάδων, του δικτύου ή ακραία καιρικά φαινόμενα, συχνά προκαλούν ανισορροπίες μεταξύ της ζήτησης και της προσφοράς. Μάλιστα, η επαναφορά του συστήματος είναι ακριβή διαδικασία.
- Η λειτουργία των μονάδων διέπεται από τεχνικούς περιορισμούς. Κάποιες φορές όταν το φορτίο είναι πολύ χαμηλό, η τιμή στην αγορά μηδενίζεται ή γίνεται ακόμα και αρνητική. Αυτό συμβαίνει διότι είναι οικονομικότερο να μείνει μία μονάδα σε λειτουργία (ακόμα και αν αυτό δεν είναι απαραίτητο) παρά να κλείσει και να επαναλειτουργήσει αργότερα (Hirst and Kirby, 2001).

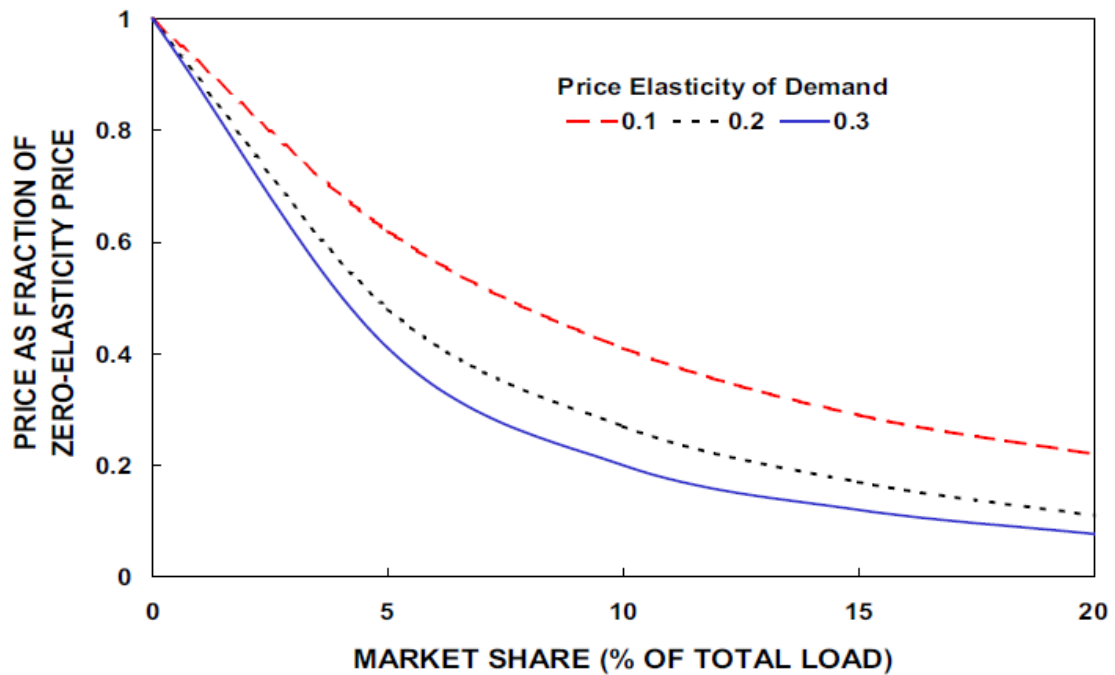
Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην λιανική αγορά επηρεάζεται κυρίως από δύο παράγοντες, οι οποίοι όμως θα έπρεπε να τιμολογούνται ξεχωριστά:

- το προϊόν «ηλεκτρικό ρεύμα», και
- την προστασία του καταναλωτή από την μεταβλητότητα της τιμής στην χονδρική αγορά

Οι πελάτες θα έπρεπε να έχουν την ευκαιρία να παρακολουθούν αυτές τις τιμές. Έτσι, η αγορά γίνεται πολύ πιο ανταγωνιστική, οικονομικά πιο αποτελεσματική, τα δίκτυα πιο σταθερά και ασφαλή ενώ παράλληλα μειώνονται και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το να παρέχεται η δυνατότητα στον καταναλωτή να επιλέξει μέσα από πληθώρα τιμολογιακών πολιτικών, είναι κάτι ουσιαστικό για τον πραγματικό ανταγωνισμό. Μπορεί να επωφεληθεί με δύο τρόπους:

- να μην πληρώνει για την προστασία από την μεταβλητότητα της τιμής, αφού πλέον θα είναι και αυτός εκτεθειμένος σε αυτήν, και
- να ρυθμίζει την κατανάλωσή του ανάλογα με τα επίπεδα των τιμών, δηλαδή να μειώνει το φορτίο του όταν οι τιμές είναι αυξημένες και αντιστρόφως.

Οι καταναλωτές που ρυθμίζουν το φορτίο τους με βάση τις μεταβολές της τιμής, βοηθούν και στον περιορισμό του μεγέθους των αιχμών, ως επακόλουθο της μειωμένης παραγωγής των μονάδων τις ώρες αιχμής, όπου το σύστημα είναι συνήθως πολύ πιεσμένο. Μάλιστα, τις μειώσεις στις τιμές αυτές απολαμβάνουν όλοι οι καταναλωτές και όχι μόνο εκείνοι που ρυθμίζουν την κατανάλωσή τους. Όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα, ακόμα και να μειώνονταν το φορτίο κατά ένα μικρό μόνο ποσοστό, ως απόκριση των καταναλωτών στην χρονικά μεταβαλλόμενη τιμή, τα αποτελέσματα θα ήταν εκπληκτικά, σύμφωνα με μία μελέτη. Για παράδειγμα, αν το 10% των καταναλωτών, το οποίο παρουσιάζει μία ελαστικότητα 0.1 στην τιμή της χονδρικής αγοράς, αντιδρούσε σε μία αιχμή αυτής, εκείνη θα μειωνόταν κατά 60%, σε σχέση με την τιμή που θα επικρατούσε, αν οι καταναλωτές δεν αντιδρούσαν. (Το ποσοστό μείωσης μειώνεται, όσο μειώνεται το ύψος της αιχμής).



Γράφημα 12: Η επίδραση της ζήτησης, η οποία καθορίζεται με βάση τις τιμές της χονδρικής αγοράς, ως ποσοστό της ελαστικότητας της τιμής αυτής (Hirst and Kirby, 2001)

Επιπλέον όλων των παραπάνω, μία τέτοια ρύθμιση του φορτίου των καταναλωτών τις ώρες αιχμής, ενισχύει και την αξιοπιστία του δικτύου βοηθώντας τον χειριστή του. Οι μειώσεις των φορτίων τις περιόδους όταν οι τιμές είναι υψηλές προσφέρουν την ίδια αξιοπιστία που θα προσέφερε μία ίσης ποσότητας αύξηση της παραγωγής (Caves et al, 2000).

4.3. Προγράμματα Δυναμικής Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

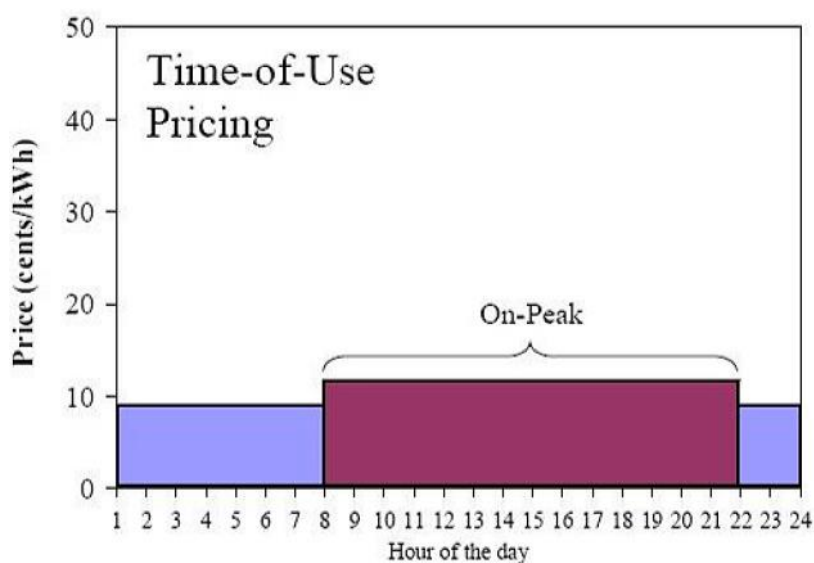
Υπάρχει μεγάλη ποικιλία στα προγράμματα τιμολόγησης της ΗΕ. Παρακάτω γίνεται αναφορά στα πιο ευρέως χρησιμοποιούμενα. Το βασικό κριτήριο για τον διαχωρισμό τους είναι η μεταβλητότητα της τιμής της ΗΕ που καλούνται να πληρώσουν οι τελικοί καταναλωτές.

4.3.1. Time of Use Tariff (TOU)

Το τιμολόγιο *Time of Use (TOU)*, είναι το πρώτο τιμολόγιο απόκρισης ζήτησης που χρησιμοποιήθηκε στην Αγορά ΗΕ. Σύμφωνα με αυτό, προβλέπεται διαφορετική χρέωση ανά χρονολογικές ζώνες κατά τη διάρκεια του 24ωρου, όπως φαίνεται και στο επόμενο σχήμα. Οι ζώνες αυτές συνήθως καθορίζονται ώστε να αντικατοπτρίζουν περιόδους αιχμής και μη. Η χρέωση που αντιστοιχεί σε κάθε χρονολογική ζώνη διαμορφώνεται σύμφωνα με το μέσο κόστος παραγωγής και διανομής της ΗΕ.

Οι χρεώσεις των τιμολογίων TOU, πέρα από τις διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια της ημέρας, μπορεί να μεταβάλλονται και κατά τη διάρκεια του έτους. Έτσι οι τιμές αντανακλούν και την εποχιακή επίδραση στους ενεργειακούς πόρους, π.χ. διαθέσιμη

υδροηλεκτρική ή αιολική ενέργεια. Συνήθως, τέτοιες χρεώσεις καθορίζονται μερικούς μήνες ή έτη πριν από την εφαρμογή τους. Ωστόσο, ακόμα και στην περίπτωση των ΤΟΥ τιμολογίων, οι τιμές παραμένουν σταθερές για μεγάλο χρονικό διάστημα και δεν αντικατοπτρίζουν επακριβώς τις διακυμάνσεις των τιμών στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ. Για παράδειγμα, υπάρχει περίπτωση οι τιμές στην αγορά λιανικής να παραμένουν ίδιες τόσο σε μια πολύ ζεστή μέρα του καλοκαιριού, που η ζήτηση αγγίζει την μέγιστη ετήσια τιμή της, όσο και σε μία λιγότερο ζεστή μέρα της ίδιας εποχής. Θεωρείται λοιπόν το λιγότερο δυναμικό είδος τιμολόγησης ΗΕ.



Γράφημα 13: Τιμολόγιο ΤΟΥ (FERC, 2006)

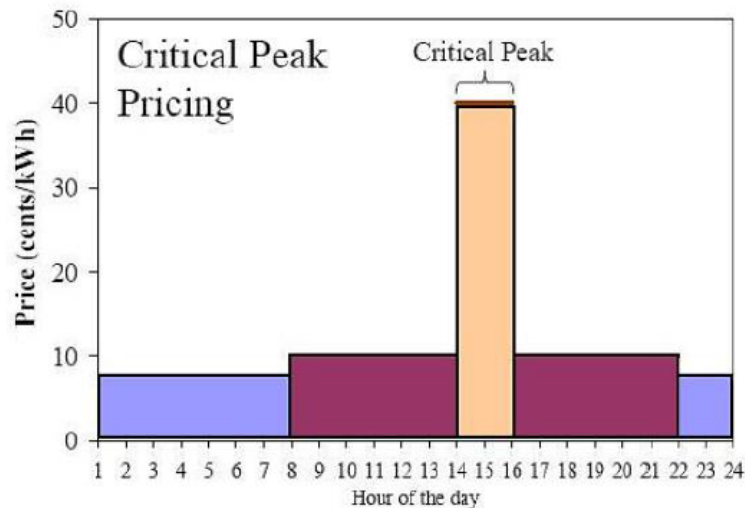
Οι καταναλωτές στους οποίους απευθύνονται κυρίως τα τιμολόγια αυτά, είναι όσοι μπορούν να μετατοπίσουν την κατανάλωση τους τις βραδινές ή πρώτες πρωινές ώρες, όταν δηλαδή η ζήτηση ΗΕ είναι μειωμένη. Για το λόγο αυτό είναι ευρέως διαδεδομένα σε μεγάλους εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές (Kirschen, 2003).

Μία παραλλαγή των ΤΟΥ χρεώσεων, είναι η *Variable Peak Rate*. Σύμφωνα με αυτές οι τιμές σε περιόδους μη αιχμής παραμένουν σταθερές, ενώ οι αντίστοιχες τιμές σε περιόδους αιχμής προσδιορίζονται σε ημερήσια βάση, προκειμένου να ανταποκρίνονται στις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς (Braithwait, 2007). Εναλλακτικά υπάρχει και η *Super Peak TOU*, με την διαφορά ότι η χρονική διάρκεια της αιχμής είναι μικρότερη (συνήθως 4 ώρες), με αποτέλεσμα η τιμή να είναι ακόμα πιο αυξημένη (Sergici and Faruqi, 2011).

4.3.2. Critical Peak Pricing (CPP)

Σύμφωνα με το τιμολόγιο *Critical Peak Pricing (CPP)*, οι καταναλωτές χρεώνονται για το φορτίο τους με ιδιαίτερα υψηλές τιμές σε ώρες υψηλής αιχμής (συγκριτικά με τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς), όπως φαίνεται και στο

παρακάτω σχήμα. Για τις υπόλοιπες ώρες του 24ωρου, η κατανάλωση τους κοστολογείται σύμφωνα με μία βασική χρέωση, συνήθως τύπου ΤΟΥ. Ο καταναλωτής ενημερώνεται 24 ώρες πριν για την εφαρμογή ή όχι της επιπλέον CPP χρέωσης, ενώ συνάπτεται συμβόλαιο για τον αριθμό των ημερών που θα ισχύει επιπλέον χρέωση. Συνήθως, οι καταναλωτές που συμμετέχουν σε αυτή τη χρέωση ανταμείβονται με μία έκπτωση στην τιμή ΗΕ στις ώρες εκτός CPP (FERC, 2006).



Γράφημα 14: Τιμολόγιο CPP (FERC, 2006)

Αξίζει να σημειωθεί πως οι χρεώσεις CPP αυξάνονται αναλογικά με την αύξηση της ζήτησης ΗΕ σε περιόδους κρίσιμες για το σύστημα, και όχι αναλογικά με την ζήτηση του ίδιου του καταναλωτή. Το γεγονός αυτό δείχνει πως η CPP είναι σαφώς βελτιωμένη τιμολογιακή πολιτική σε σχέση με την ΤΟΥ, αφού η πρώτη είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το πραγματικό κόστος της ΗΕ (IBM G.B.S. & eMeter, 2007).

Έχουν προταθεί διάφορες παραλλαγές του τιμολογίου CPP (FERC, 2006). Μερικές από αυτές είναι:

- **Extreme Day Pricing (EDP):** Το τιμολόγιο EDP, όμοια με το CPP, προβλέπει υψηλότερη χρέωση σε περιόδους αιχμής. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι οι υψηλές χρεώσεις EDP βρίσκονται σε ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια της κρίσιμης ημέρας και ο καταναλωτής ενημερώνεται ένα 24ωρο πριν.
- **Extreme Day CPP (ED-CPP):** Οι χρεώσεις ED-CPP, παρόμοια με τις EDP, προβλέπουν 24ώρες CPP χρεώσεις για τις κρίσιμες ημέρες του συστήματος. Η διαφορά έγκειται στο ότι στις ED-CPP, για τις υπόλοιπες μέρες, προβλέπονται σταθερές χρεώσεις (CRA, 2005).
- **Fixed price CPP (F-CPP):** Το τιμολόγιο F-CPP, οι καταναλωτές είναι ενήμεροι για την ακριβή διάρκεια των κρίσιμων περιόδων, αλλά δεν γνωρίζουν εξαρχής την ακριβή μέρα.
- **Variable CPP (V-CPP):** Σύμφωνα με τις χρεώσεις V-CPP, καμία πληροφορία σχετικά με α) τις ημέρες, β) τη διάρκεια, γ) την ώρα έναρξης των κρίσιμων περιόδων παρέχεται εκ των προτέρων στους καταναλωτές.

- **Variable Peak Pricing (VPP):** Το τιμολόγιο VPP προβλέπει προκαθορισμένες χρεώσεις σε περιόδους αιχμής και μη. Ωστόσο οι χρεώσεις σε περιόδους αιχμής υπολογίζονται με βάση τις ημερήσιες τιμές της ΑΧΠ προκειμένου να διατηρείται η σύνδεση της με την Αγορά Λιανικής (FERC, 2006).
- **Peak Time Rebate (PTR):** Τέλος, το τιμολόγιο PTR μοιάζει με το CPP όμως αντί να υπάρχει επιπλέον χρέωση σε περιόδους αιχμής, οι καταναλωτές παρακινούνται να μειώσουν το φορτίο τους λαμβάνοντας μια έκπτωση για κάθε kWh που εξοικονομούν με βάση το λεγόμενο *Customer Baseline Load (CBL)* που τους αντιστοιχεί (IBM G.B.S. & eMeter, 2007).

4.3.3. Real Time Pricing (RTP)

4.3.3.1. Παραδοσιακή RTP τιμολόγηση

Τα τιμολόγια *Real Time Pricing (RTP)*, αποτελούν τον συνδυαστικό κρίκο μεταξύ της Λιανικής Αγοράς και της Χονδρικής Αγοράς ΗΕ. Οι περισσότεροι οικονομολόγοι είναι πεπεισμένοι πως είναι τα πιο άμεσα και αποτελεσματικά τιμολόγια DR, ιδανικά για ανταγωνιστικές αγορές ΗΕ (Bloustein, 2005). Οι χρεώσεις RTP, αντανακλούν την ωριαία διακύμανση του κόστους παραγωγής και αλλάζουν ανά ώρα, όπως παρουσιάζεται και στο παρακάτω σχήμα. Υπάρχει επικοινωνία προμηθευτή και καταναλωτή σε πραγματικό χρόνο καθώς οι χρεώσεις γνωστοποιούνται στους καταναλωτές μία ημέρα ή μία ώρα πριν την εφαρμογή τους.



Γράφημα 15: Τιμολόγιο RTP (FERC, 2006)

Για παράδειγμα, στην περίπτωση του *day-ahead RTP*, οι καταναλωτές ενημερώνονται 24 ώρες νωρίτερα για τις εκτιμώμενες τιμές ΗΕ και έτσι έχουν την δυνατότητα είτε να προσαρμόσουν την κατανάλωση τους κατάλληλα, είτε να αντισταθμίσουν το επιπλέον κόστος με άλλα οικονομικά μέσα (Caves et al, 1989). Ως εκ τούτου, παρόλο που οι καταναλωτές δεν λαμβάνουν κάποια συγκεκριμένη αμοιβή από τον προμηθευτή για να μειώσουν το φορτίο τους, παρακινούνται να το κάνουν

συγκρίνοντας την αξία της ΗΕ με την τιμή στην οποία αυτή πωλείται στην ΑΧΠ (Borenstein et al, 2002).

Στα τιμολόγια RTP, ένα μέρος το ρίσκου εκχωρείται εξ' ολοκλήρου στον πελάτη και για το λόγο αυτό οι προμηθευτές χρεώνουν φθηνότερα τα συμβόλαια αυτού του είδους. Οι πελάτες που επωφελούνται κυρίως από την τιμολόγηση αυτή είναι αυτοί που έχουν σταθερό πρότυπο κατανάλωσης και που επιθυμούν να αγοράζουν μικρές ποσότητες ΗΕ με χαμηλό κόστος.

Τα προγράμματα RTP μπορεί να ωφελήσουν τόσο τους συμμετέχοντες σε αυτά όσο και τους μη. Η μείωση της ζήτησης σε κρίσιμες περιόδους, πέρα από την μείωση του μηνιαίου λογαριασμού των συμμετεχόντων, μακροπρόθεσμα μπορεί να οδηγήσει στην δημιουργία ολοένα και λιγότερων νέων μονάδων παραγωγής. Το γεγονός αυτό ωφελεί το σύνολο των καταναλωτών, αφού τους απαλλάσσει από το κόστος που θα επωμίζονταν σε περίπτωση ανέγερσης νέας μονάδας παραγωγής. Επιπλέον, σε περίπτωση που η αγορά δεν είναι εξ' ολοκλήρου ανταγωνιστική, τα τιμολόγια RTP μειώνουν την ικανότητα των παραγωγών να ελέγχουν την αγορά, με αποτέλεσμα μειώσεις τιμών από τις οποίες επωφελούνται όλοι οι καταναλωτές (Allcott, 2009).

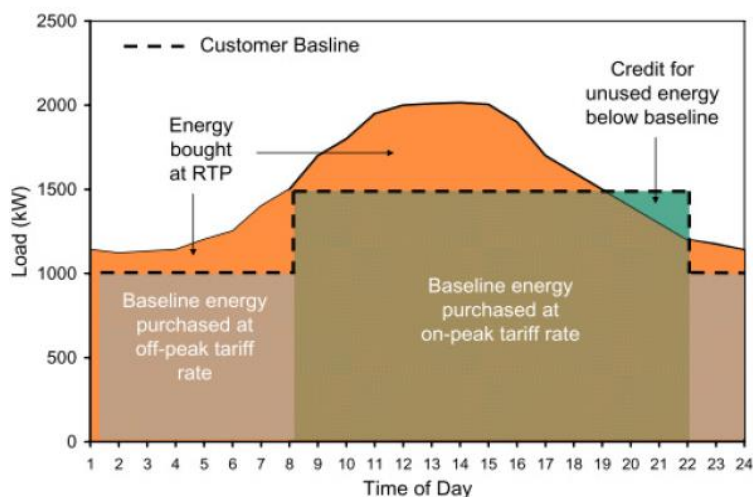
Ένα παράδειγμα εφαρμογής RTP τιμολογίων αποτελεί μια μελέτη που εξέτασε τα βραχυπρόθεσμα οφέλη από την υιοθέτηση των RTP σε μία προσομοίωση της *Αγοράς PJM*. Υποστηρίζεται πως εξασφαλίζοντας την συμμετοχή του ενός τρίτου μόνο από το σύνολο των καταναλωτών βελτιώνεται η αποδοτικότητα της αγοράς και περιορίζονται οι μεγάλες διακυμάνσεις σε τιμές και φορτίο. Ταυτόχρονα, παρόλο που το φορτίο αυξάνεται κατά μέσο όρο, τα λειτουργικά κόστη των μονάδων παραγωγής μειώνονται, με τις μονάδες που στηρίζονται στην καύση πετρελαίου να παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη μείωση (59% όταν συμμετέχουν όλοι οι καταναλωτές) (Holland, 2006).

4.3.3.2. *Two-Part RTP Τιμολόγηση*

Στην τιμολόγηση RTP, όπως αναλύθηκε παραπάνω, οι καταναλωτές υποχρεώνονται να πληρώσουν για το φορτίο τους σε τιμές πραγματικού χρόνου. Οι τιμές αυτές χαρακτηρίζονται από μεγάλες διακυμάνσεις, με αποτέλεσμα μεγάλη μερίδα καταναλωτών να αποφεύγει τα RTP συμβόλαια λόγω του υψηλού οικονομικού ρίσκου που αυτά συνεπάγονται (Borenstein et al, 2002).

Ωστόσο, πολλά RTP προγράμματα επιχειρούν να μειώσουν το ρίσκο αυτό, αντιστοιχίζοντας μία βασική κατανάλωση για την οποία η χρέωση είναι συνήθως η αντίστοιχη TOU για κάθε καταναλωτή. Σε περίπτωση που ο καταναλωτής υπερβεί τη βασική αυτή κατανάλωση, πληρώνει την επιπλέον κατανάλωση του σε τιμές RTP. Αντίθετα, αν καταναλώσει λιγότερο επιβραβεύεται με επιστροφή χρημάτων ή έκπτωση στον συνολικό λογαριασμό, πωλώντας ουσιαστικά πίσω στον προμηθευτή την ενέργεια που περισσεύει. Τα προγράμματα τιμολόγησης αυτού του είδους καλούνται Two-Part RTP με CBL (Faruqi, 2002). Έτσι οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα να αντισταθμίσουν τον ρίσκο για ένα μεγάλο μέρος της κατανάλωσης

τους, καθώς και να διαχειριστούν αποδοτικά τις διακυμάνσεις στη ζήτηση τους, όπως φαίνεται και στο επόμενο σχήμα. Συγκεκριμένα, έχει αποδειχτεί πως με την αγορά του εκτιμώμενου φορτίου τους, οι καταναλωτές μπορούν να επιτύχουν μείωση των διακυμάνσεων στο λογαριασμό τους πάνω από 80% (Borenstein, 2006).



Γράφημα 16: Two-part RTP τιμολόγηση (Goldman, 2005)

Ωστόσο η κρίση στην αγορά ΗΕ της Καλιφόρνια ανέδειξε ένα σημαντικό πρόβλημα που μπορεί να προκύψει από την προσέγγιση CBL (Borenstein et al, 2002). Εάν οι καταναλωτές αγοράσουν τη βασική τους κατανάλωση σε τιμή πολύ διαφορετική από την προβλεπόμενη, τότε μπορεί είτε να επιδοτηθούν, είτε να επιβαρυνθούν σε υπερβολικό βαθμό, ανάλογα με το αν η τελική τιμή είναι μεγαλύτερη ή μικρότερη της προβλεπόμενης. Το γεγονός αυτό από μόνο του αποτελεί ζήτημα δικαιοσύνης, όμως στη πράξη δημιουργούνται φαινόμενα άσκησης επιρροής από ομάδες συμφερόντων. Την άνοιξη του 2001, εφαρμόστηκε στην Καλιφόρνια ένα RTP πρόγραμμα με CBL. Οι προβλεπόμενες τιμές RTP αναμενόταν να είναι πολύ υψηλότερες από αυτές που οι καταναλωτές θα πλήρωναν για το CBL. Μόλις οι μεγάλες εταιρίες (τελικοί καταναλωτές) αντιλήφθηκαν το γεγονός αυτό επιδίωξαν ασκώντας πίεση να εξασφαλίσουν για αυτές υψηλό CBL. Έτσι, παρόλο που η οικονομία της Καλιφόρνια βρισκόταν σε ύφεση, πολλές εταιρίες ισχυριζόμενες υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης, απαιτούσαν μεγαλύτερο CBL σε σχέση με την παλαιότερη κατανάλωση τους. Γίνεται φανερό πως κάθε πρόγραμμα RTP με CBL εμπεριέχει μια άτυπη μεταφορά πληρωμής από ή προς τον πελάτη (όσο η τελική τιμή διαφέρει από την προβλεπόμενη) και για το λόγο αυτό η ορθή εκτίμηση του CBL είναι ιδιαίτερα σημαντική (Goldberg, 2010).

Για την αποφυγή των προβλημάτων που εισάγει το CBL, προτάθηκε ένα πρόγραμμα τιμολόγησης με όνομα *built-your-own (BYO) two-part tariff* (Braithwait, 2007). Σύμφωνα με αυτό οι καταναλωτές μπορούν να αγοράσουν ένα βασικό φορτίο και να διαθέσουν όσο ποσοστό αυτού επιθυμούν για να αντισταθμίσουν το οικονομικό τους ρίσκο. Το πλεονέκτημα του BYO συγκριτικά με το CBL, είναι πως επειδή το πρώτο πωλείται στους καταναλωτές σε τιμές που καθορίζονται με βάση τις

προβλεπόμενες RTP, δεν εισάγει ούτε επιδότηση ούτε επιβάρυνση (Barbose et al, (2005).

4.4. Βήματα ομαλής μετάβασης στη δυναμική τιμολόγηση

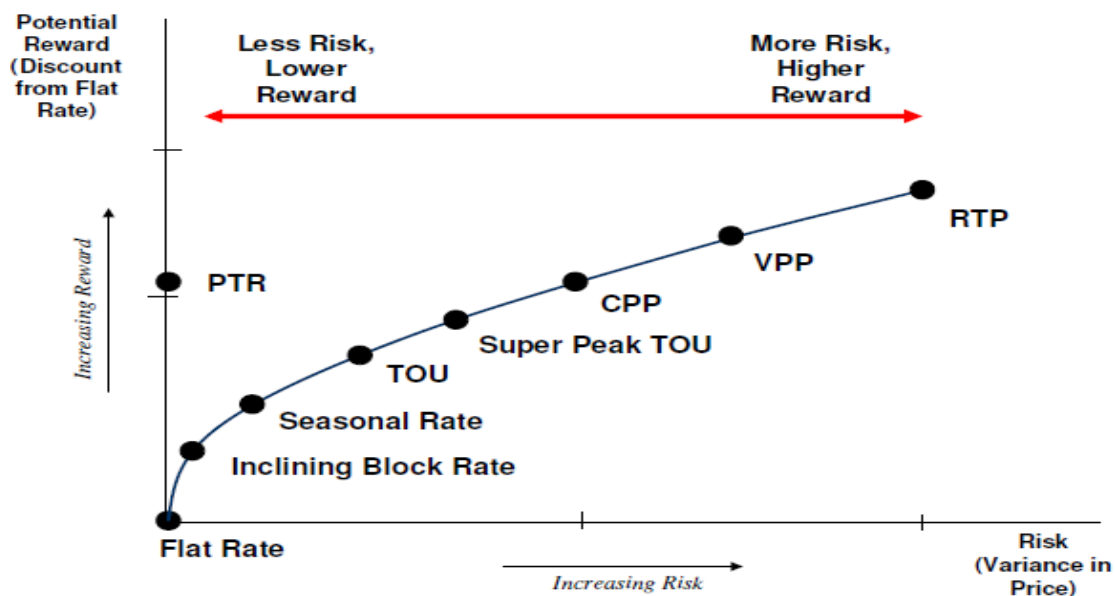
Κατά την μεταβατική περίοδο, από τα συμβατικά στα πιο δυναμικά τιμολόγια είναι βέβαιο πως η ανησυχία θα είναι διάχυτη στους καταναλωτές, όπως συμβαίνει πάντα μπροστά σε καθετί νέο. Σίγουρα θα υπάρξουν πελάτες που θα επωφεληθούν περισσότερο και άλλοι που θα βρεθούν σε πιο μειονεκτική θέση, βέβαια όλοι θα έχουν τη δυνατότητα προσαρμόζοντας τη ζήτηση τους κυρίως κατά τις ώρες αιχμής των κρίσιμων ημερών να αυξήσουν την θετική επίδραση. Όσο μεγαλώνει

Θα υπάρξουν όμως και ομάδες καταναλωτών που θα είναι απρόθυμες στο να δοκιμάσουν τα νέα προγράμματα, γι' αυτούς θα πρέπει να γίνει ειδική μέριμνα προκειμένου να διευκολυνθεί η μετάβασή τους. Βήματα προς αυτήν την κατεύθυνση είναι τα παρακάτω:

- Προετοιμασία πελατών. Οι πελάτες πρέπει να εκπαιδευτούν σχετικά με το γιατί η κλασική πρακτική της διαμόρφωσης της τιμής της ΗΕ πρέπει να αλλάξει, ενημερώνοντάς τους πως η δυναμική τιμολόγηση μπορεί να μειώσει το ενεργειακό κόστος για την κοινωνία στο σύνολό της, να τους βοηθήσει να μειώσουν το μηνιαίο λογαριασμό τους, εμποδίζει τα blackout και την πτώση τάσης, να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος και να οδηγήσει σε ένα καθαρότερο περιβάλλον.
- Προσφέροντας εργαλεία. Αυτά θα πρέπει να επιτρέπουν στους πελάτες να αξιοποιήσουν στο μέγιστο τις δυνατότητες που του παρέχει η δυναμική τιμολόγηση. Αρχικά, θα πρέπει να είναι γνωρίζουν πληροφορίες σχετικά με το ποσό της κατανάλωσης που προέρχεται από διάφορες τελικές χρήσεις όπως ο φωτισμός, ο κλιματισμός κ.α. Έπειτα, θα μπορούσαν να εφοδιαστούν με «real-time in-home» οθόνες που θα τους ενημερώνει για την κατανάλωση ενέργειας και την αντίστοιχη ωριαία χρέωση. Ακόμα, θα μπορούσαν να επωφεληθούν από τη χρήση επιπλέον προϊόντων τεχνολογίας, όπως οι προγραμματιζόμενοι θερμοστάτες. Παρόμοια παραδείγματα μπορούν να εφαρμοστούν για εμπορικούς και βιομηχανικούς πελάτες.
- Σχεδιάζοντας συνδυαστικά τιμολόγια. Το 1^ο τιμολόγιο, για παράδειγμα, θα παρέχει δυνατότητα εκ των πρότερων αγοράς προκαθορισμένης ποσότητας ΗΕ σε συγκεκριμένη τιμή. Το 2^ο, θα είναι δυναμικής τιμολόγησης και θα επιτρέπει να στους καταναλωτές να διαχειριστούν το κόστος της κατανάλωσης τους, προσαρμόζοντας την χρονικά ανάλογα με την τιμή της ΗΕ εκείνης της στιγμής (Chao, 2010).
- Παροχή προστασίας από υψηλές χρεώσεις. Θα υπάρχει δυνατότητα διαβεβαίωσης ότι ο λογαριασμός της ΗΕ δεν θα είναι υψηλότερος απ' ότι με τον παραδοσιακό τρόπο τιμολόγησης που ισχύει ως σήμερα. Μάλιστα θα υπάρχει περιθώριο να είναι ακόμη χαμηλότερος αν χρησιμοποιείται δυναμικό τιμολόγιο. Ο καταναλωτής θα υποχρεούται να πληρώσει μόνο τον χαμηλό

λογαριασμό. Αυτή η μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί αρχικά και στην πορεία, όταν δηλαδή οι καταναλωτές θα έχουν εξοικειωθεί με την δυναμική τιμολόγηση, να καταργηθεί σταδιακά.

- Ανταμοιβή για περιορισμό κατανάλωσης κατά τις κρίσιμες ώρες αιχμής. Ο καταναλωτής θα χρεώνεται βάση συμφωνημένου τιμολογίου, αλλά θα δίνεται η ευκαιρία να κερδίσει έκπτωση κατά τις κρίσιμες περιόδους αιχμής, μειώνοντας την κατανάλωση σε σχέση με το CBL του.
- Παρέχοντας δυνατότητα επιλογής. Η δυναμική τιμολόγηση, πάρα τα όσα αναφέρθηκαν, μπορεί ακόμα να θεωρείται παρακινδυνευμένη μέθοδος για κάποιους καταναλωτές. Θα ήταν λοιπόν ωφέλιμο να υπάρχει δυνατότητα μετάβασης σε άλλα χρονομεταβλητά τιμολόγια, που θα διαφοροποιούνται από το βασικό. Για παράδειγμα, αν καθιερωθεί ένα CPP σε συνδυασμό με TOU, οι πιο επιφυλακτικοί καταναλωτές θα μπορούσαν να επιλέξουν ένα σταθερής χρέωσης TOU, ενώ οι υπόλοιποι ένα RTP ή 2-part-RTP (Faruqi, 2010).
- Επιβραβεύοντας τους καταναλωτές. Τα υπάρχοντα τιμολόγια ΗΕ σταθερής τιμής είναι αρκετά δαπανηρά για τους προμηθευτές καθώς εναποθέτουν τον κίνδυνο της αβεβαιότητας για την ποσότητα και την τιμή της ΗΕ, όπως θα διαμορφωθούν στην χονδρεμπορική αγορά, στους ίδιους τους προμηθευτές. Προκειμένου να μπορούν να ανταπεξέλθουν λοιπόν σε αυτές τις διακυμάνσεις, χρεώνουν ένα είδος ασφάλιστρου στους τελικούς καταναλωτές. Με τα δυναμικά τιμολόγια, οι διακυμάνσεις αυτές μεταφέρονται στη λιανική αγορά, και το ρίσκο μετακυλιέται στους καταναλωτές, με αποτέλεσμα το ασφάλιστρο να ελαχιστοποιείται ή να μειώνεται. Όπως φαίνεται και στο παρακάτω γράφημα (Γράφημα 18), όσο αυξάνεται το ρίσκο τόσο αυξάνεται και η ανταμοιβή των καταναλωτών σε σχέση με τα σταθερά τιμολόγια (Sergici and Faruqi, 2011).



Γράφημα 17: Σχέση μεταξύ ρίσκου λόγω αβεβαιότητας τιμών και πιθανής ανταμοιβής καταναλωτών (Sergici and Faruqi, 2011)

5. Συγκριτική μελέτη διεθνών πιλοτικών προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης σε οικιακούς καταναλωτές

Στο παρόν κεφάλαιο της εργασίας, μελετώνται δοκιμαστικά προγράμματα (pilots/trials) που έχουν εφαρμοστεί διεθνώς στα πλαίσια της μελέτης της απόκρισης ζήτησης γενικότερα σε οικιακούς καταναλωτές. Παρέχει αρκετά χρήσιμα ευρήματα αλλά για ορισμένες πτυχές της απόκρισης ζήτησης χρειάζεται περαιτέρω έρευνα ώστε να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα.

Τα πιλοτικά προγράμματα για τα οποία γίνεται λόγος εξετάζουν κυρίως τις αλλαγές στις συνήθειες κατανάλωσης (DSR) των οικιακών καταναλωτών, παρά τη συνολική μείωση του φορτίου ποσοτικά. Αυτό συμβαίνει γιατί το DSR δίνει την δυνατότητα να μειωθεί το κόστος και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα σε όλο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέποντας την αποτελεσματικότερη χρήση της υφιστάμενης παραγωγής και χωρητικότητας του δικτύου. Αυτό θα μειώσει την ανάγκη για νέες επενδύσεις αύξησης της χωρητικότητας και την ελαχιστοποίηση της χρήσης των λιγότερο αποδοτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Στην μελέτη παρατηρούνται δυο βασικά είδη απόκρισης της ζήτησης:

- i. που στοχεύουν στη μείωση του φορτίου κατά τη διάρκεια μιας ημερήσιας αιχμής (day-in day-out basis). Αυτό το είδος αφορά αλλαγή στη συμπεριφορά των καταναλωτών κατά τη διάρκεια της καθημερινής περιόδου αιχμής.
- ii. που προκαλούν μείωση στην κατανάλωση σε μια κατ' εξαίρεση κρίσιμη αιχμή της ζήτησης (critical peak). Αυτό το είδος περιλαμβάνει περιστασιακές μειώσεις στη ζήτηση των καταναλωτών σε περιόδους με εξαιρετικά υψηλό κόστος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην έκθεση αυτή εξετάζονται DSR trials που αφορούν τον οικιακό τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και καλύπτουν μεγάλο εύρος γεωγραφικών περιοχών, εποχικών περιόδων, χρήσεις ηλεκτρικών συσκευών, αλλά και κανονισμών της αγοράς ενέργειας. Αυτές οι διαφοροποιήσεις πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την σύγκριση των πιλοτικών προγραμμάτων για να διασφαλιστεί η εξαγωγή όσο το δυνατόν ασφαλέστερων συμπερασμάτων.

Τα κύρια ερευνητικά προγράμματα που αφορούν τον ευρωπαϊκό χώρο είναι το Energy Demand Research Project (EDRP) στη Μεγάλη Βρετανία, το Ireland Electricity Smart Metering Trials¹ στην Ιρλανδία και άλλες δοκιμές στη Νορβηγία και στη Γαλλία. Ωστόσο, η βιβλιογραφία κυριαρχείται από πρόσφατες μελέτες στη Βόρεια Αμερική και, σε μικρότερο βαθμό, στην Αυστραλία. Οι απαιτήσεις για ψύξη είναι μεγαλύτερες σε αυτές τις χώρες σε σχέση από τις προαναφερθείσες ευρωπαϊκές, και κατ' επέκταση πιο κοντά στα Ελληνικά δεδομένα. Έτσι, πολλές από

¹ Commission for Energy Regulation, 2011, Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report

τις μελέτες επικεντρώθηκαν στη συμπεριφορά των καταναλωτών με κλιματισμό του χώρου, που αντιπροσωπεύουν μια σημαντική πηγή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και υπάρχουν όρια στο ποσοστό της ζήτησης η οποία μπορεί να μετακινηθεί ώστε να μην επηρεαστεί αρνητικά η άνεση των καταναλωτών.

Μέρος των μελετών που περιλαμβάνονται στην παρούσα ανασκόπηση επικεντρώθηκαν σε οικονομικά κίνητρα, όπως time of use τιμολόγια, ενώ άλλες περιλαμβάνουν μη-οικονομικούς δείκτες, όπως είναι η παροχή πληροφοριών-ενημέρωση. Οι περισσότερες δοκιμές έχουν πειραματιστεί με περισσότερα από ένα μέτρα DSR (για παράδειγμα διαφορετικούς τύπους τιμολογίων ή συνδυασμούς των οικονομικών μέτρων και τεχνολογίες αυτοματισμού).

5.1. Πιλοτικά προγράμματα

Παρακάτω εμφανίζονται τα πιλοτικά προγράμματα που εξετάστηκαν. Αναλυτικοί πίνακες με τα στοιχεία κάθε μελέτης ξεχωριστά υπάρχουν στο παράρτημα της παρούσας εργασίας.:

1.	BGE Smart Energy Pricing Pilot (2008)	- 115 -
2.	California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	- 117 -
3.	CL&P Plan it Wise Pilot (2009)	- 120 -
4.	Energy Australia (2006-2008) and Integral Energy Trial (2006-2008).....	- 123 -
5.	ETSA Utilities Trial (2005-2010)	- 125 -
6.	Ireland Electricity Smart Metering Customer Behavior Trials (2009-2010)	- 127 -
7.	LIPA Edge (2001-2003)	- 129 -
8.	Norway DSR Pilot Study (2010)	- 131 -
9.	Ontario Energy Board Smart Price Pilot (2006-2007).....	- 133 -
10.	Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs (2008-2010).....	- 137 -
11.	PowerCentsDC Trial (2008-2009)	- 139 -
12.	Flex Alert Campaign (2008)	- 142 -
13.	myPower Pricing Segments Trial (2006-2007)	- 145 -
14.	Silver Spring/ OG&E Trial (2010)	- 147 -
15.	EDRP Trials (2007-2010)	- 149 -

16. Norway ToU and Direct Control Trial (2001-2004).....	- 152 -
17. Northern Ireland Powershift trial (2003-2004)	- 153 -
18. EcoWatt DSR Programme, Brittany and the Provence-Alps-Côte D’Azur Region	- 155 -
19. EdF Tempo tariff	- 157 -
20. Southern California Edison direct control measures (2010)	- 159 -
21. Illinois real-time pricing trial.....	- 161 -
22. Pacific Northwest Gridwise Trial	- 162 -
23. Anaheim Critical Peak Rebate Trial	- 164 -
24. California Automated Demand Response Trial	- 165 -
25. Xcel Energy ToU Trial.....	- 166 -
26. Florida Gulf Power Select Programme	- 168 -
27. Idaho DSR trial	- 170 -
28. Missouri CPP trial.....	- 172 -
29. PSE's ToU trial.....	- 174 -

5.1.1. Day-in day-out DSR (ToU)

Κατά την TOU τιμολόγηση, οι τιμές διαφέρουν ανάλογα με την ώρα της ημέρας. Συνήθως υπάρχουν δύο (peak and off-peak) ή τρεις (base, peak and night) διαφορετικές κλίμακες που ισχύουν για συγκεκριμένες περιόδους κατά τη διάρκεια του 24ωρου. Οι χρεώσεις είναι καθορισμένες εκ των προτέρων και σταθερές. Ο στόχος είναι να ενθαρρύνει τους καταναλωτές να μειώσουν τη ζήτηση κατά τη διάρκεια των τακτικών- καθημερινών περιόδων αιχμής. Αυτή η ζήτηση μπορεί να μετατοπιστεί σε χαμηλότερη κλίμακα τιμής, για παράδειγμα αλλάζοντας το χρόνο χρήσης ηλεκτρικών συσκευές.

Παρακάτω παρουσιάζονται 15 μελέτες που εξετάζουν τις επιπτώσεις του TOU τιμολογίου, (Πίνακας 3).

Πίνακας 3: Μελέτες TOU

Μελέτη	Χώρα	Πλήθος Συμμετεχόντων
California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	ΗΠΑ	226

CL&P Pilot (2009)	ΗΠΑ	188
PG&E (2008-2010)	ΗΠΑ	25.500
Ireland Electricity Smart Metering Behaviour Trials (2009-2010)	Ιρλανδία	2.920
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Καναδάς	124
myPower (2006-2007)	ΗΠΑ	379
Energy Demand Research Project Trials (2007-2010)	ΗΒ	194 (EdF Energy), 1.352 (SSE) ²
Norway EFFLOCOM (2001-2004)	Νορβηγία	237
Northern Ireland Powershift (2003-2004)	Βόρεια Ιρλανδία	100
Integral Energy Trial (2006- 2008)	Αυστραλία	241
Xcel Energy	ΗΠΑ	2.900
Florida Gulf Power Select Programme (2000 onwards)	ΗΠΑ	Άγνωστο για ΤΟΥ, 2.300 για CPP
Idaho DSR (2005-2006)	ΗΠΑ	85
Missouri CPP (2004- 2005)	ΗΠΑ	91
PSE's ToU (2001-2002)	ΗΠΑ	300.000

Ενδεικτικό παράδειγμα ToU πιλοτικού προγράμματος:

Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs (2008-2010)

Γενικά στοιχεία

Το πρόγραμμα έλαβε χώρα στην πολιτεία της California των ΗΠΑ. Ορισμένα από τα αποτελέσματα αφορούν την περίοδο 2009-2010 κι άλλα την περίοδο 2008- 2010. Συμμετείχαν, εθελοντικά, 25.500 καταναλωτές στο σύστημα SmartRate. Το μέσο εισόδημα των συμμετεχόντων ήταν \$62.921, ο μέσος όρος ηλικίας τα 33 έτη, ο μέσος όρος των μελών κάθε νοικοκυριού 3,41 και το 15,4% είχαν λάβει ανώτατη εκπαίδευση.

Κατηγορίες απόκρισης ζήτησης

Χρησιμοποιήθηκαν τριών ειδών ταρίφες:

- Η SmartRate, με υψηλή τιμή αιχμής από τις 14:00 έως τις 19:00 σε ημέρες έκτακτων γεγονότων αλλά χαμηλότερες τιμές τις υπόλοιπες ημέρες του καλοκαιριού.
- Τιμή E-7, με περίοδο αιχμής από τις 12:00 έως τις 18:00 και πέντε διαφορετικά επίπεδα κατανάλωσης.

² Στη μελέτη της SSE, ο συνολικός αριθμός των συμμετεχόντων με τάση για μετακίνηση σε άλλη κλίμακα τιμής ήταν 1.352. Δεν είναι σαφές αν όλοι οι συμμετέχοντες ήταν αποκλειστικά σε ΤΟΥ τιμολόγιο.

- Τιμή E-6, με τρεις διαφορετικές περιόδους, περίοδο αιχμής τις 13:00 έως τις 19:00 το καλοκαίρι και μια μερική αιχμή από τις 17:00 έως τις 20:00 το χειμώνα και πέντε διαφορετικά επίπεδα κατανάλωσης.

Το έτος 2010, το 20% περίπου των καταναλωτών υπό το καθεστώς της SmartRate διέθεταν τεχνολογικές διευκολύνσεις. Η SmartRate αντικαθιστούσε την αρχική τιμολόγηση των καταναλωτών.

Κίνητρα

Οι καταναλωτές που υπάχθηκαν στην SmartRate ήταν προστατευμένοι τον πρώτο χρόνο της εφαρμογής του προγράμματος, ούτως ώστε ο λογαριασμός τους να μην καταλήξει αυξημένος σε σχέση με την προηγούμενη τιμολόγηση. Το 88% των καταναλωτών υπό την SmartRate είχαν μειωμένους λογαριασμούς σε σχέση με τη προηγούμενη τιμολόγηση. Ο μέσος όρος της εξοικονόμησης για τους καταναλωτές της τιμολόγησης ΤΟΥ ήταν 18%.

Διευκολύνσεις για τους καταναλωτές

Ορισμένοι καταναλωτές διέθεταν βοηθητικό εξοπλισμό εγκατεστημένο στο σύστημα κλιματισμού τους.

Αλλαγές στην κατανάλωση

SmartRate:

Ο μέσος όρος της μείωσης του φορτίου, κατά την αιχμή, για τις 13 ημέρες γεγονότων εντός του 2010, δηλαδή για τις μέρες που τέθηκε σε ισχύ η υψηλή τιμή αιχμής, ήταν 14,1% ενώ το 2009 ήταν 15%. Η μέση μείωση κατά τη διάρκεια μιας ημέρας γεγονότος κυμαινόταν μεταξύ 5,7% και 22,8%. Το 36% των καταναλωτών δε μείωσε την αιχμή της ζήτησης σε ημέρες γεγονότων, ωστόσο 1 στους 4, δεν είχε πρότερη γνώση για το ότι επρόκειτο για ημέρα με γεγονός.

ΤΟΥ:

Η μέση μείωση του φορτίου αιχμής για την περίοδο 2009- 2010 ήταν 11%.

Εμπόδια

Ο αντίκτυπος στο φορτίο κατά τις ημέρες γεγονότων ήταν 65% μεγαλύτερος για νοικοκυριά που είχαν πιθανότητα μεγαλύτερη του 75% να διαθέτουν κλιματισμό.

Σπουδαιότητα ύπαρξης αυτοματισμού

Σημειώθηκε 23% περισσότερη μείωση της αιχμής ζήτησης, κατά τη διάρκεια γεγονότων, σε καταναλωτές υπό την SmartRate που διέθεταν βοηθητικό εξοπλισμό για το κλιματιστικό τους, σε σχέση με αυτούς χωρίς βοηθητικό εξοπλισμό.

Διαφοροποιήσεις μεταξύ των καταναλωτών

Η μέση μείωση της αιχμής ζήτησης για καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα (για τους οποίους υπάρχει, γενικότερα, πρόνοια για έκπτωση στο λογαριασμό του ηλεκτρισμού) κυμάνθηκε στο 6,6%, ενώ για καταναλωτές με υψηλότερο εισόδημα στο 21,4%. Εντούτοις, αν ληφθούν υπόψη χαρακτηριστικά όπως η κατοχή κλιματιστικού τότε η μέση μείωση δε παρουσιάζει διαφορές. Πρέπει να σημειωθεί ότι κατά το σχεδιασμό της ταρίφας ο τρόπος εφαρμογής της έκπτωσης διέφερε ανάλογα με το εισόδημα των συμμετεχόντων, συνεπώς τα οικονομικά κίνητρα ήταν διαφορετικά για τις δύο διαφορετικές αυτές κατηγορίες καταναλωτών.

Σταθερότητα των αποτελεσμάτων

Στα τρία χρόνια εφαρμογής του προγράμματος αυτού, οι μειώσεις στην αιχμή της ζήτησης δεν υποχώρησαν. Επομένως, τα αποτελέσματα του προγράμματος εμφανίζουν συνέπεια.

5.1.2. Critical peak DSR (CPP/CPR)

Για την αντιμετώπιση των περιπτώσεων κρίσιμων αιχμών του συστήματος χρησιμοποιήθηκαν δυο ειδών τιμολόγια, το CPP και το CPR. Κατά την CPP τιμολόγηση εφαρμόστηκε μια προκαθορισμένη υψηλή τιμή χρέωσης για τις περιόδους εξαιρετικά υψηλής ζήτησης (critical peak). Ενώ κατά την CPR οι καταναλωτές επωφελούνται μιας έκπτωσης (στη βασική τιμή χρέωσης) για την μείωση της χρήσης ενέργειας κατά τις ώρες κρίσιμης αιχμής. Είναι απαραίτητο λοιπόν να υπάρχει συμπληρωματικά και μια μεθοδολογία ενημέρωσης των καταναλωτών ότι θα μετάβουν σε περίοδο critical peak ώστε να μπορέσουν να ανταποκριθούν.

Ένα critical peak τείνει να προκύπτει κατά τη διάρκεια της συνηθισμένης ημερήσιας αιχμής. Στις δοκιμές που μελετήθηκαν, υπάρχει ένα ορισμένο αποδεκτό πλήθος τέτοιων γεγονότων, συνήθως 12, ανά έτος. Οι ενδιαφερόμενοι ενημερώνονται πριν εφαρμοστεί η υψηλή τιμή χρέωσης, είτε τηλεφωνικά είτε με mail, ενώ σε κάποιες μελέτες υπήρχε και υπενθύμιση την ημέρα του συμβάντος.

Στις περισσότερες περιπτώσεις τα τιμολόγια CPP και CPR συνοδεύοντουσαν και από ΤΟΥ. Δηλαδή ενώ ενημερωνόντουσαν για μειωμένη ζήτηση κατά την ημερήσια περίοδο αιχμής ταυτόχρονα ενημερωνόντουσαν για επιπλέον μείωση λόγω critical peak. Ο αριθμός CPP και CPR τιμολόγιων που εφαρμοστήκαν συνδυαστικά με rising block τιμολόγησης (αύξηση τιμής συναρτήσει της συνολικής κατανάλωσης) ήταν περιορισμένος. Για αυτούς τους καταναλωτές παρέχονταν ενημέρωση μόνο κατά το critical peak. Κάποιες μελέτες χρησιμοποίησαν μεταβλητές χρεώσεις αντί σταθερών χρεώσεων αιχμής.

Παρακάτω παρατίθενται 16 μελέτες με CPP τιμολόγηση και 5 με CPR.

Πίνακας 4: Μελέτες CPP & CPR

Μελέτη	Χώρα	Πλήθος Συμμετεχόντων
--------	------	----------------------

CPP - Critical Peak Pricing		
California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	ΗΠΑ	827 (CPP-Fixed Critical Peak), 234 (CPP-Variable Critical Peak)
CL&P Pilot (2009)	ΗΠΑ	371
Integral Energy Trial (2006-2008)	Αυστραλία	297
Energy Australia Trial (2006-2008)	Αυστραλία	750
PG&E Trial (2008-2010)	ΗΠΑ	25.500
BGE Pricing Pilot (2008)	ΗΠΑ	148
ETSA Utilities Trials (2005- 2010)	Αυστραλία	20
myPower Trial (2006-2007)	ΗΠΑ	379
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Καναδάς	124
PowerCentsDC Trial (2008- 2009)	ΗΠΑ	233
OG&E Trial (2010)	ΗΠΑ	3.000
EdF Tempo Tariff	Γαλλία	800
Xcel Energy Trial	ΗΠΑ	2.900
Florida Gulf Power Select Programme (2000-σήμερα)	ΗΠΑ	2.300
Idaho DSR Trial (2005- 2006)	ΗΠΑ	68
Missouri CPP Trial	ΗΠΑ	87
CPR - Critical Peak Rebate		
CL&P Pilot (2009)	ΗΠΑ	382
BGE Pricing Pilot (2008)	ΗΠΑ	253
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Καναδάς	125
PowerCentsDC Trial (2008- 2009)	ΗΠΑ	318
Anaheim Critical Peak Rebate Trial (2005)	ΗΠΑ	71

Ενδεικτικό παράδειγμα CPP και CPR πιλοτικού προγράμματος:

BGE Smart Energy Pricing Pilot (2008)

Γενικά στοιχεία

Το συγκεκριμένο πιλοτικό πρόγραμμα έλαβε χώρα στη Βαλτιμόρη των ΗΠΑ την περίοδο μεταξύ Ιουνίου 2008 - Σεπτεμβρίου 2008 με τη συμμετοχή 1375 οικιακών καταναλωτών, από τους οποίους οι 354 αποτέλεσαν την ομάδα ελέγχου, δηλαδή ήταν το μέτρο σύγκρισης για τους καταναλωτές που συμμετείχαν στο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης.

Κατηγορίες απόκρισης ζήτησης

Χρησιμοποιήθηκαν οι εξής μέθοδοι:

- Δυναμική τιμολόγηση της αιχμής
- Έκπτωση τιμής σχετική με την αιχμή με χαμηλό επίπεδο έκπτωσης
- Έκπτωση τιμής σχετική με την αιχμή με υψηλό επίπεδο έκπτωσης

Χρησιμοποιήθηκαν παράλληλα με τιμολόγηση ΤΟΥ, όπου η ημέρα ήταν χωρισμένη σε δύο τμήματα. Οι καταναλωτές ενημερώνονταν για την κρίσιμη αιχμή την προηγούμενη ημέρα.

Κίνητρα

Ως κίνητρα, όλοι οι συμμετέχοντες, συμπεριλαμβανομένης και της ομάδας ελέγχου έλαβαν \$25 μετά από τη διεξαγωγή έρευνας στα μισά του προγράμματος, ενώ αυτοί που υποβλήθηκαν στις νέες τιμολογήσεις έλαβαν ακόμα \$25 μετά τη διεξαγωγή έρευνας στο τέλος. Για τους καταναλωτές που υποβλήθηκαν σε δυναμική τιμολόγηση του φορτίου τους, οι τιμές ρυθμίστηκαν ώστε να υπάρχει ισορροπία στα έσοδα.

Διευκολύνσεις για τους καταναλωτές

Παραχωρήθηκαν μετρητές για τη μέτρηση της χρήσης ανά 15 λεπτά σε καταναλωτές που δε τους διέθεταν, ενώ σε ορισμένους παραχωρήθηκαν οθόνες για τη σήμανση των ωρών, κρίσιμης και μη, αιχμής. Επίσης, σε κάποιους παραχωρήθηκαν διακόπτες για την κυκλική λειτουργία των κλιματιστικών συσκευών. Ο πάροχος της ενέργειας (BGE) μείωνε την κατανάλωση των κλιματιστικών κατά 50% σε περίοδο κρίσιμης αιχμής. Για τη διευκόλυνση των καταναλωτών υπήρχαν πληροφορίες διαθέσιμες στο διαδίκτυο ενώ λάμβαναν ειδοποιήσεις για τις εκπτώσεις και το ποσό που εξοικονομούσαν μετά από περιόδους εμφάνισης κρίσιμης αιχμής.

Αλλαγές στην κατανάλωση

Στα αποτελέσματα του πιλοτικού προγράμματος καταγράφηκε μείωση του φορτίου σε κρίσιμες αιχμές από 18% έως 33%. Με τη χρήση των οθονών για τη σήμανση της περιόδου αιχμής και κρίσιμης αιχμής η μείωση του φορτίου κυμάνθηκε στο 23%- 7%. Με την παράλληλη χρήση οθονών και διακόπτη για τη κεντρική μονάδα κλιματισμού η μείωση ήταν της τάξης του 29%- 33%. Δεν εμφανίστηκαν διαφορές στην ελαστικότητα της υποκατάστασης μεταξύ των μεθόδων CPP και CPR. Σε ημέρες χωρίς κρίσιμη αιχμή η μείωση ήταν 1,8% με δυναμική τιμολόγηση και 4,4% με δυναμική τιμολόγηση, οθόνες σήμανσης και διακόπτη για τον κλιματισμό. Συμπερασματικά, η ύπαρξη αυτοματισμών προκάλεσε μεγαλύτερη μείωση του φορτίου.

Διαφοροποιήσεις μεταξύ των καταναλωτών

Πρέπει να αναφερθεί ότι βάσει της έρευνας στα πλαίσια του προγράμματος, η ελαστικότητα της υποκατάστασης της χρήσης ηλεκτρισμού κατά την εμφάνιση κρίσιμων αιχμών ήταν μικρότερη για κατοικίες με πολλές οικογένειες και μεγαλύτερη για καταναλωτές με ανώτερη εκπαίδευση ή μεγάλο εισόδημα.

5.1.3. Real time Pricing (RTP)

Στην Real-time τιμολόγηση οι τιμές ποικίλλουν σε συνάρτηση με τις διακυμάνσεις της τιμής στη χονδρεμπορική αγορά. Μπορεί, για παράδειγμα, να μεταβάλλονται ωριαία βάση των ωριαίων τιμών στη day-ahead αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Εξετάστηκαν τέσσερις μελέτες που μελετούν την επίδραση της Real-time τιμολόγησης, και συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 5: Μελέτες με real-time τιμολόγηση

Μελέτη	Χώρα	Αριθμός συμμετεχόντων
Norway EFFLOCOM Trial (2001-2004)	Νορβηγία	81
PowerCentsDC Trial (2008-2009)	ΗΠΑ	231
Illinois Real-Time Pricing Trial (2003-2006)	ΗΠΑ	~1.500
Pacific NorthWest GridWise Project (2006- 2007)	ΗΠΑ	112

Ενδεικτικό παράδειγμα CPP και CPR πιλοτικού προγράμματος:

Illinois real-time pricing trial

Γενικά στοιχεία

Το πιλοτικό πρόγραμμα έλαβε χώρα στο Ιλινόις των ΗΠΑ από το 2003 έως το 2006, με αρχική συμμετοχή 651 οικιακών καταναλωτών, και μια επιπλέον ομάδα ελέγχου 103 καταναλωτών, και τελικά έφτασε το 2005 να έχει περίπου 1,500 συμμετέχοντες.

Κατηγορίες απόκρισης ζήτησης

Χρησιμοποιήθηκε μέθοδος δυναμικής τιμολόγησης βασιζόμενη στην ωριαία τιμή της day-ahead αγοράς ηλεκτρισμού. Οι τιμές ανακοινώνονταν την προηγούμενη μέρα, και οι καταναλωτές ενημερώνονταν όταν η τιμή υπερέβαινε ένα προκαθορισμένο όριο.

Διευκολύνσεις για τους καταναλωτές

Σε 57 καταναλωτές δόθηκαν διακόπτες κλιματισμού για αυτοματοποιημένη λειτουργία, το 2004.

Ορισμένοι καταναλωτές εφοδιάστηκαν με ένα «Energy PriceLigh» (οθόνη προβολής πληροφοριών σχετικά με το επίπεδο των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, με διαφορετικά χρώματα), το 2006.

Οι καταναλωτές δοθήκαν χρήσιμες συμβουλές για το πώς να μειώσουν την ζήτηση κατά την περίοδο αιχμής αλλά και τη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος.

Αλλαγές στην κατανάλωση

Στα αποτελέσματα του πιλοτικού προγράμματος διαπιστώθηκε ότι όσο υψηλότερη ήταν η τιμή της ενέργειας τόσο αυξάνονταν και η ελαστικότητα της ζήτησης.

Οι καταναλωτές με Energy PriceLight παρουσίαζαν υψηλότερη ελαστικότητα τιμής από τους καταναλωτές χωρίς αυτό, κατά 2,4%.

Η ανάλυση παλινδρόμησης έδειξε ότι η ανταπόκριση στη ζήτηση στις ωριαίες τιμές, άνω και κάτω του όριο υψηλής τιμής, ήταν στατιστικά σημαντική.

Οι καταναλωτές εξοικονόμησαν χρήματα σε σύγκριση με ό,τι θα πλήρωναν με άλλη μέθοδο τιμολόγησης, π.χ. flat rate, το 2003, το 2004 και το 2006, με μέση εξοικονόμηση 20,1%, 11,3% και 15,5% αντίστοιχα. Αντίθετα το 2005 οι λογαριασμοί των καταναλωτών ήταν υψηλότεροι με RTP κατά 6,3%.

Οι καταναλωτές με αυτοματισμό στον κλιματισμό είχαν 9,8% υψηλότερη ελαστικότητα της ζήτησης σε περιόδους υψηλών τιμών.

Διαφοροποιήσεις μεταξύ των καταναλωτών

Παρατηρήθηκε πως η ελαστικότητα της ζήτησης αυξανόταν όσο χαμηλότερο γινόταν το εισόδημα του συμμετέχοντα.

5.2. Ευρήματα σε σχέση με την διαφοροποίηση της ζήτησης

Καταρχήν, επιβεβαιώνεται ότι οι οικιακοί καταναλωτές ανταποκρίνονται σε μεταβολές της τιμής της ενέργειας (π.χ. υψηλές τιμές σε περίοδο αιχμής της ζήτησης) ακόμα κι αν δε λαμβάνουν εκπτώσεις, αλλά ενημερώνονται απλά για το επίπεδο στο οποίο πρόκειται να κυμανθούν οι τιμές. Το ποσοστό του φορτίου που μετατίθεται από την περίοδο αιχμής δεν είναι εύκολο να γενικευθεί, διότι υπάρχουν διαφορές από πρόγραμμα σε πρόγραμμα.

Η βιβλιογραφία δείχνει ότι τα οικονομικά κίνητρα είναι αποτελεσματικά στην αλλαγή της συμπεριφοράς των καταναλωτών. Όπως παρατηρείται, ανταποκρίνονται σε τιμολόγια τύπου χρόνου χρήσης (TOU), κρίσιμη αιχμής (CPP) και έκπτωσης κρίσιμη αιχμής (CPR)³ μειώνοντας τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στις περιόδους αιχμής.⁴ Συνδυαστικά, παρέχεται πληροφόρηση για τη διακύμανση τις τιμές μέσω

³ Κατά το CPP, μια υψηλή τιμή χρέωσης εφαρμόζεται κατά τη διάρκεια των κρίσιμων γεγονότων αιχμής, ενώ στο CPR οι καταναλωτές επωφελούνται μιας έκπτωσης (στη βασική τιμή χρέωσης) για την μείωση της χρήσης ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής.

⁴ Μερικές μελέτες χρησιμοποιούν επίσης τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο RTP, που θα αναφερθούν σε επόμενη ενότητα.

ενημερωτικών φυλλαδίων ή του λογαριασμού, δηλαδή χωρίς χρήση τεχνολογικών μέσων.

5.2.1. ΤοU

Παρακάτω παρουσιάζονται οι μελέτες που εξετάζουν τις επιπτώσεις του ΤΟΥ τιμολογίου, και η απόκριση των καταναλωτών σχετικά με την μείωση της ζήτησης ΗΕ (Πίνακας 4).

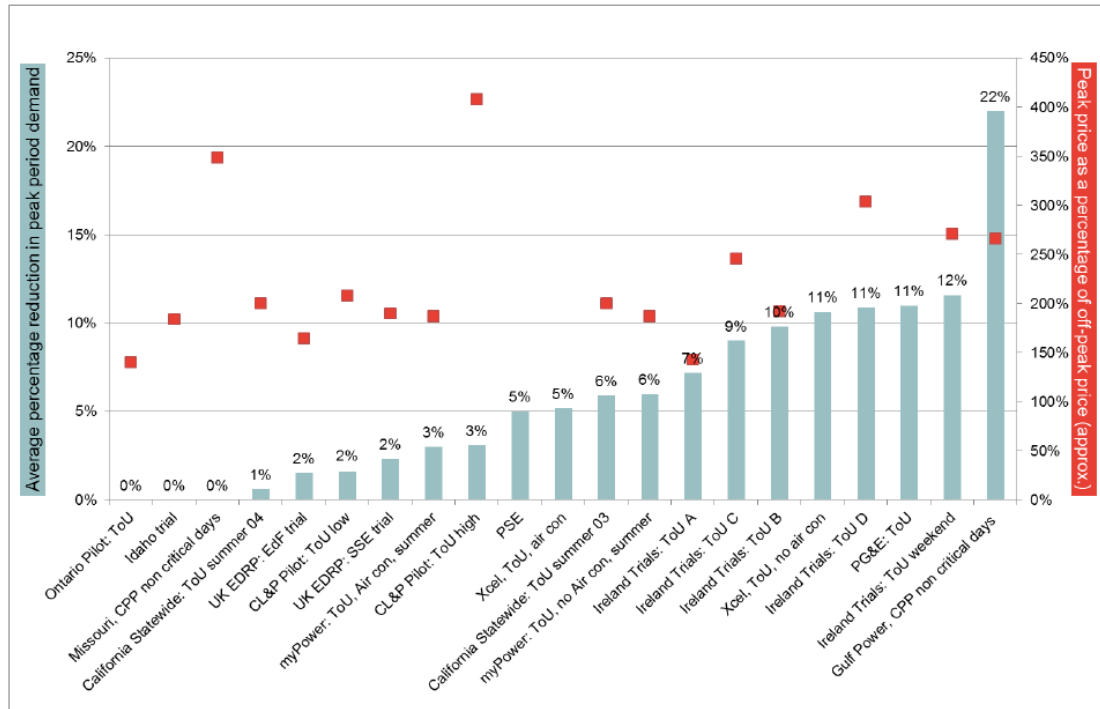
Πίνακας 6: Απόκριση ζήτησης σε μελέτες ΤΟΥ

Μελέτη	Μέση μείωση ζήτησης αιχμής (%)	Διαφορά τιμής αιχμής με μη-αιχμής (προσεγγιστικά) (%)
California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	1-6	200
CL&P Pilot (2009)	2-3	208-408
PG&E (2008-2010)	11	Ποικίλει
Ireland Electricity Smart Metering Behaviour Trials (2009-2010)	7-12	143-271
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	5.7	140
myPower (2006-2007)	3-6	187
Energy Demand Research Project Trials (2007-2010)	Ποικίλει	165
Norway EFFLOCOM (2001-2004)	Μέγιστο 10	Ποικίλει
Northern Ireland Powershift (2003-2004)	Μικρή μείωση	267
Integral Energy Trial (2006-2008)	Άγνωστο	Άγνωστο
Xcel Energy	5.19% με κεντρικό κλιματισμό χώρου, 10.63% χωρίς	Άγνωστο
Florida Gulf Power Select Programme (2000 onwards)	Άγνωστο για ΤΟΥ, 22% για CPP	266% για CPP
Idaho DSR (2005-2006)	0	184
Missouri CPP (2004- 2005)	0	349
PSE's ToU (2001-2002)	5	Άγνωστο

Στις περισσότερες περιπτώσεις⁶ ΤΟΥ τιμολογίων σημειώθηκε μείωση στη ζήτηση κατά τις αιχμές του συστήματος. Μόνο σε τρεις μελέτες (Ontario Smart Price

⁶ Τα αποτελέσματα της μελέτης Norwegian ToU αναφέρονταν σε μέγιστη και όχι μέση τιμή. Στην Northern Ireland Powershift δεν αναφερόταν ποσοστό μείωσης.

Pilot⁷, Idaho DSR⁸ και Missouri CPP⁹) δεν παρατηρήθηκε μείωση (δεν υπάρχουν διαθέσιμες πληροφορίες για περαιτέρω ανάλυση). Επίσης παρατηρείται ότι το εύρος της μέσης μείωσης ζήτησης αιχμής ήταν μεγάλο, οι λόγοι που οδήγησαν σε αυτό θα αναλυθούν παρακάτω.



Γράφημα 18: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής αιχμής με μη-αιχμής σε TOU τιμολόγηση

5.2.2. Critical peak (CPP & CPR)

Παρακάτω παρατίθενται οι μελέτες με CPP και CPR τιμολόγηση, και η απόκριση των καταναλωτών σχετικά με την μείωση της ζήτησης ΗΕ, Πίνακας 7.

Πίνακας 7: Απόκριση ζήτησης σε μελέτες CPP & CPR

Μελέτη	Μέση μείωση ζήτησης κρίσιμης αιχμής (%)	Διαφορά τιμής ή έκπτωσης κρίσιμης αιχμής με μη- κρίσιμης αιχμής (προσεγγιστικά) (%)
CPP - Critical Peak Pricing		

⁷ IBM Global Business Services and eMeter Strategic Consulting, 2007, Ontario Energy Board Smart Price Pilot Final Report.

⁸ Faruqui and Sergici, 2009, Household Response to Dynamic Pricing of Electricity- A Survey of the Experimental Evidence

⁹ RLW Analytics for Corporate Planning AmerenUE, 2006, Ameren UE Residential ToU Pilot Study, Load Research Analysis - 2005 Program Results.

California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	13	Άγνωστο
CL&P Pilot (2009)	10-16	720-2019
Integral Energy Trial (2006-2008)	37	2008
Energy Australia Trial (2006-2008)	7	3636
PG&E Trial (2008-2010)	14-15	Ποικίλει
BGE Pricing Pilot (2008)	20	1444
ETSA Utilities Trials (2005- 2010)	Άγνωστο	Άγνωστο
myPower Trial (2006-2007)	14	850
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	25.4	400
PowerCentsDC Trial (2008- 2009)	22-29	688
OG&E Trial (2010)	12	1095
EdF Tempo Tariff	45	Άγνωστο
Xcel Energy Trial	Με air conditioning: 32% CPP, 15% CPPToU Χωρίς air conditioning: 38% CPP, 29% CPPToU	Άγνωστο
Florida Gulf Power Select Programme (2000-σήμερα)	41	829
Idaho DSR Trial (2005-2006)	1.26kW ανά ώρα	370
Missouri CPP Trial	12 (2004), 13 (2005)	625
CPR - Critical Peak Rebate		
CL&P Pilot (2009)	7-11	Άγνωστο
BGE Pricing Pilot (2008)	18-21	773-1167
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	17.5	400
PowerCentsDC Trial (2008- 2009)	6-11	682
Anaheim Critical Peak Rebate Trial (2005)	12	519% για κατανάλωση κάτω από 240kWh το μήνα

Όπως διαπιστώνεται και από τον πίνακα υπήρξε μείωση στη ζήτηση κρίσιμης αιχμής σε όλες τις CPP & CPR μελέτες, με μεγάλο όμως εύρος διακύμανσης. Για τις μελέτες με CPP, το εύρος της μείωσης ζήτησης κυμαίνεται από 7-45%.

Η μεγαλύτερη μείωση σημειώθηκε στη μελέτη EdF Tempo Tariff¹⁰ με 45%. Σε αυτήν την έρευνα όμως χρησιμοποιήθηκε μια διαφοροποιημένη CPP τιμολόγηση. Πρόκειται για ένα είδος δυναμικού ΤΟΥ τιμολογίου στο οποίο το οι ημέρες του έτους χωρίζονται εκ των προτέρων σε τρεις κατηγορίες. Αυτές είναι οι «μπλε» με κανονική ζήτηση, οι «λευκές» με μέτρια αιχμή και οι «κόκκινες» με υψηλή αιχμή. Το πλήθος των ημερών κάθε κατηγορίας είναι σταθερό κάθε έτος. Ο τύπος της ημέρας αποφασίζεται μια ημέρα πριν. Επίσης οι χρεώσεις αιχμής και μη αιχμής είναι υψηλότερες τις κόκκινες και λευκές ημέρες απ' ότι τις μπλε.

Ακολουθεί η μελέτη Florida Gulf Power Select Programme¹¹ με 41% μείωση. Αξίζει να σημειωθεί και η μεγάλη ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των δυο χρεώσεων, τη τάξης του 829%. Αυτή η έρευνα όμως δεν έχει ακόμα τελικά αποτέλεσμα τα καθώς διεξάγεται ακόμα.

Η αμέσως επόμενη, με 38% μείωση, η Xcel Energy Trial¹² για καταναλωτές με κλιματισμό χώρου. Ακολουθεί μελέτη Integral Energy Trial¹³, της Αυστραλίας, με διαφορά τιμής μεταξύ κρίσιμης αιχμής και χωρίς να φτάνει το 2008% και η μείωση ζητητής να βρίσκεται στο 37%.

Αντίθετα, η χαμηλότερη μείωση παρατηρείται επίσης στην Αυστραλία, στην μελέτη Energy Australia trial¹⁴, με τη διαφορά τιμής να είναι ακόμα υψηλότερη, 3636%, αλλά η μείωση να φτάνει μόλις το 7%. Δεν γίνεται σαφές από τα διαθέσιμα στοιχεία που οφείλεται αυτή η μεγάλη απόκλιση στις δυο αυστραλιανές μελέτες.

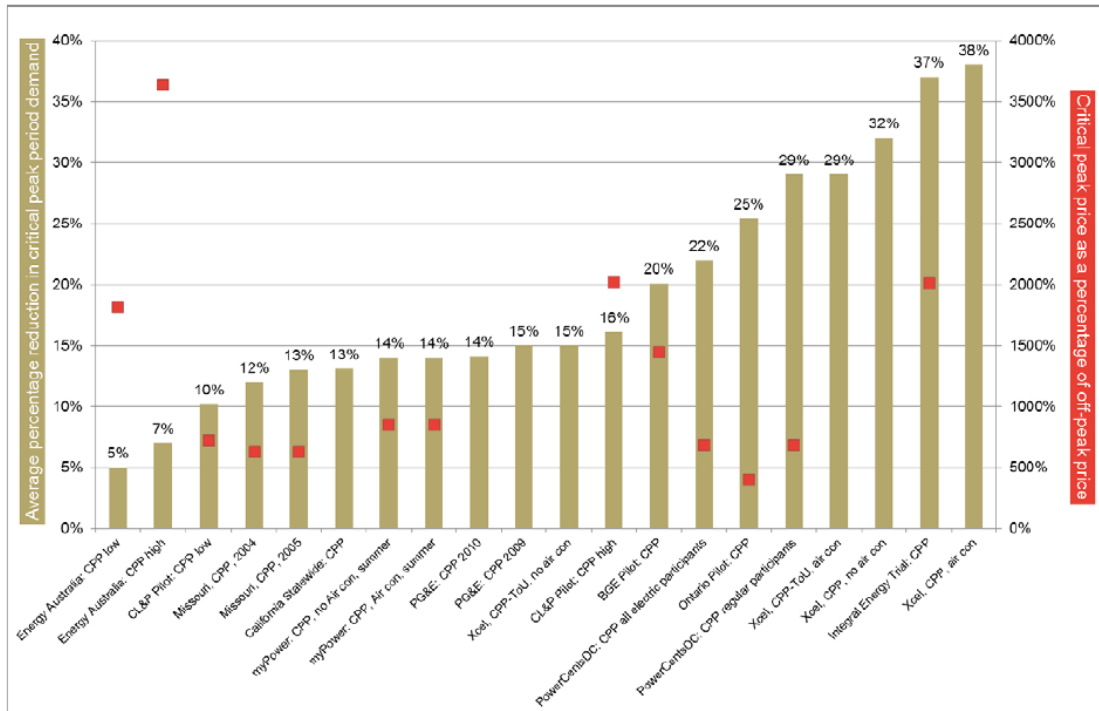
¹⁰ EFFLOCOM Partners, 2004, Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots.

¹¹ Borenstein, Jaske and Rosenfeld, 2002, Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets, Paper CSEMWP105

¹² Faruqui and Sergici, 2009, Household Response to Dynamic Pricing of Electricity- A Survey of the Experimental Evidence

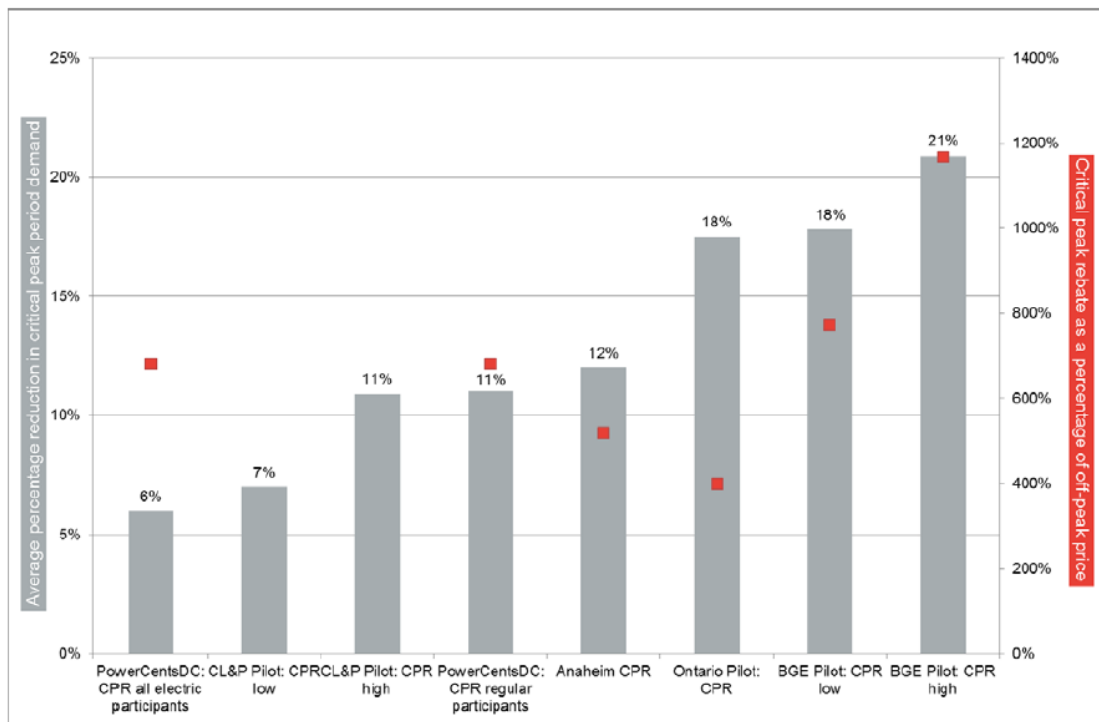
¹³ Energy Market Consulting Associates, 2009, Smart Meter Consumer Impact: Initial Analysis

¹⁴ Energy Market Consulting Associates, 2009, Smart Meter Consumer Impact: Initial Analysis



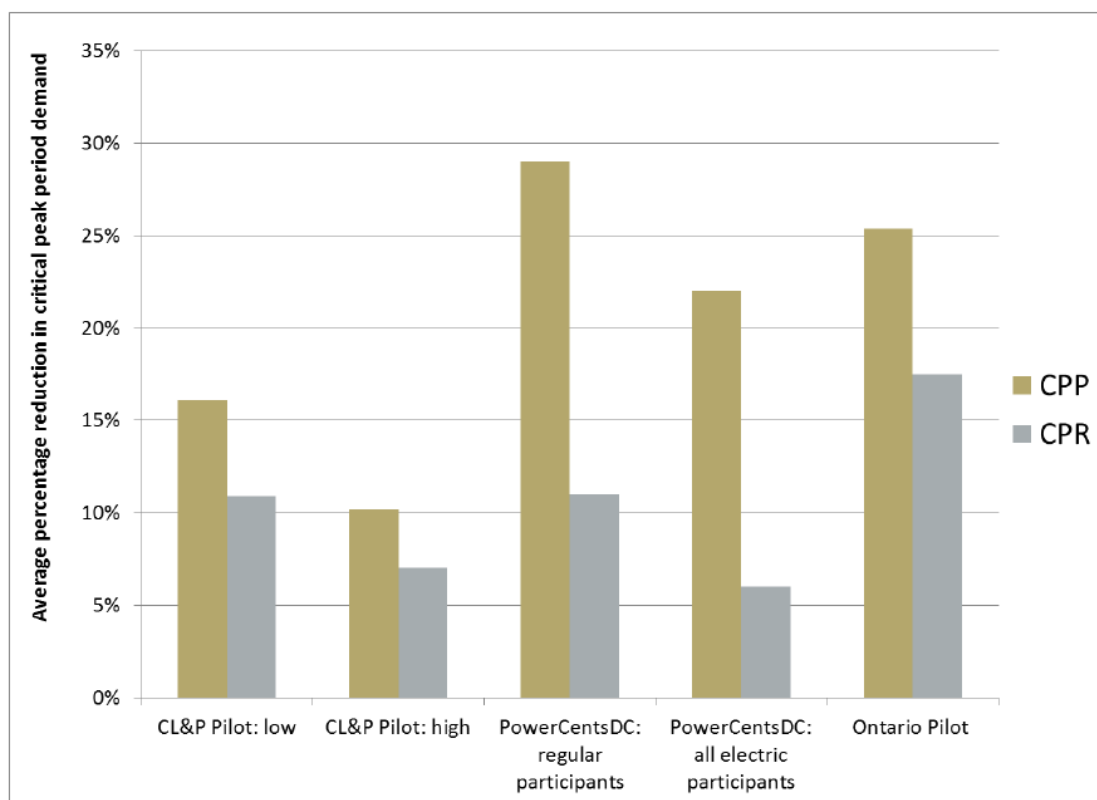
Γράφημα 19: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής κρίσιμης αιχμής με μη- κρίσιμης αιχμής σε CPP τιμολόγηση

Για τις CPR μελέτες, το εύρος της μείωσης της ζήτησης είναι πιο περιορισμένο από 6-21%.



Γράφημα 20: Μείωση ζήτησης συνδυαστικά με διαφορά τιμής ή έκπτωσης κρίσιμης αιχμής με μη-κρίσιμης αιχμής σε CPR τιμολόγηση

Είναι σημαντικό να αναφερθεί πως στις μελέτες που εξετάστηκαν και τα δυο τιμολόγια, CPP και CPR, παρατηρείται υψηλότερη μετατόπιση φορτιού στις περιπτώσεις των CPP από ότι των CPR.



Γράφημα 21: Σύγκριση της μείωσης ζήτησης σε έρευνες με συνδυασμό, CPP & CPR

Από την παραπάνω σύγκριση διακρίνεται πως το οικονομικό κίνητρο (διαφοροποίηση τιμής) δεν αποτελεί το βασικό παράγοντα για την αντίδραση των καταναλωτών. Για παράδειγμα, στη CPP και στη CPR τιμολόγηση, στις μελέτες PowerCents DC¹⁵ και Ontario Smart Price Pilot, η διαφορά τιμής είναι πάνω από 680% και 400% αντίστοιχα, αλλά η μείωση της ζήτησης δεν φαίνεται να γίνεται συνάρτηση αυτών.

Στις μελέτες δεν αναφέρεται με σαφήνεια η τάση των καταναλωτών προς την CPP τιμολόγηση αλλά διακρίνεται πως:

- Πιθανόν η CPR να φαίνεται πιο πολύπλοκη απ' ότι η CPP, καθώς ο υπολογισμός της έκπτωσης γίνεται βάση της αναμενομένης κατανάλωσης που θα είχαν σε περίοδο κρίσιμης αιχμής. Έτσι είναι πιο δύσκολο για τον καταναλωτή να προσδιορίσει άμεσα το οικονομικό κέρδος από μια πιθανή μετατόπιση φορτιού σε περίοδο εκτός κρίσιμης αιχμής.

¹⁵ eMeter Strategic Consulting, 2010, PowerCentsDC Program Final Report

- Οι καταναλωτές ίσως είναι πιο επιφυλακτικοί απέναντι σε πιθανή ζημία. Δηλαδή, είναι πιο προσεχτικοί, προκειμένου να αποφύγουν επιπλέον χρεώσεις (CPP), παρά να επωφεληθούν κάποιας έκπτωσης (CPR)¹⁶.

5.2.3. Σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων των TOU, CPP και CPR μελετών.

Από την μελέτη των διαθέσιμων ερευνών στις οποίες εξετάστηκαν τιμολόγια TOU, CPP και CPR είναι δυνατόν να εκτιμηθεί ο παράγοντας των χρεώσεων κατά την εφαρμογή του DSR. Όσο μεγαλύτερη είναι η διαφορά μεταξύ της τιμής αιχμής και εκτός αιχμής, τόσο ισχυρότερο φαίνεται να είναι το κίνητρο για να ανταποκριθεί ο καταναλωτής.

Βέβαια, το εύρος της διαφοροποίησης της τιμής δεν εξηγεί επακριβώς την διακύμανση που παρουσιάζει η ανταπόκριση των καταναλωτών, όπως φαίνεται και παραπάνω στα γραφήματα 19 και 20. Το συμπέρασμα αυτό είναι σύμφωνο με τα ευρήματα της πρόσφατης έκθεσης των Faruqi και Palmer, όπου χρησιμοποιούνται στοιχεία από 74 εφαρμογές DSR προγραμμάτων από 9 μελέτες. Στην έκθεση αυτή υπολογίζεται πως περίπου τα μισά δείγματα μείωσης ζήτησης σε ώρες αιχμής μπορούν να δικαιολογηθούν από την διακύμανση στη διαφοροποίηση της τιμής σε ώρες αιχμής και μη¹⁷.

Υπάρχει σειρά από άλλους παράγοντες στους οποίους μπορεί να οφείλονται αυτές οι διαφοροποιήσεις στα αποτελέσματα των μελετών. Όπως:

- Οι καταναλωτές τείνουν να γίνουν λιγότερο ευαίσθητοι στις οικονομικές ενδείξεις όσο αυξάνεται η διάρκεια της περιόδου αιχμής. Στις περισσότερες μελέτες το ανώτατο χρονικό διάστημα μιας περιόδου αιχμής είναι περίπου 5 ώρες. Η CL&P Pilot περιελάμβανε μια περίοδο αιχμής 8 ωρών και διαπιστώθηκε μόνο μια μικρή μείωση της ζήτησης αιχμής κατά 2-3% (πίνακας 1), παρά το ότι είχε την υψηλότερη διαφοροποίηση μεταξύ τιμής αιχμής και μη, έως 408%. Μάλιστα, κάποιοι από τους συμμετέχοντες στην έρευνα δήλωσαν ότι η μεγάλη διάρκεια της περιόδου αιχμής θεωρήθηκε εμπόδιο για την μετατόπιση της ζήτησης σε άλλη ζώνη εκτός περιόδου αιχμής.
- Ουσιαστικά οι καταναλωτές εκπαιδεύονται να ανταποκρίνονται στις απαιτήσεις για μείωση του φορτίου συστήματος κατά τις περιόδους αιχμής. Είναι εύλογο ότι ο οικονομικός παράγοντας θα ενισχύεται κατά την πάροδο του χρόνου καθώς οι καταναλωτές να μάθουν πως οι μεταβολή της ζήτησης τους αντανakλάται στους λογαριασμούς τους.
- Το είδος του οικιακού εξοπλισμού κατέχει επίσης σημαντικό ρόλο. Για παράδειγμα, στην Καλιφόρνια η ανταπόκριση σε ορισμένες δοκιμές ήταν υψηλή, καθώς εκεί η χρήση του κεντρικού κλιματισμού είναι αρκετά υψηλή.

¹⁶ Tversky and Kahneman, 1991, Loss Aversion in Riskless Choice: A Reference-Dependent Model. The Quarterly Journal of Economics, Vol. 106, No. 4, pp. 1039-1061

¹⁷ Faruqi, and Palmer, 2012, The Discovery of Price Responsiveness- A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity. Unpublished paper submitted to the EDI Quarterly

Σε κάποιες μελέτες εφαρμόστηκαν πάνω από ένα είδος τιμολόγησης. Έτσι καθίσταται δυνατό να εκτιμηθεί η επίδραση στις διαφοροποιήσεις μεταξύ αιχμής και μη αιχμής σε κάθε μελέτη ξεχωριστά.

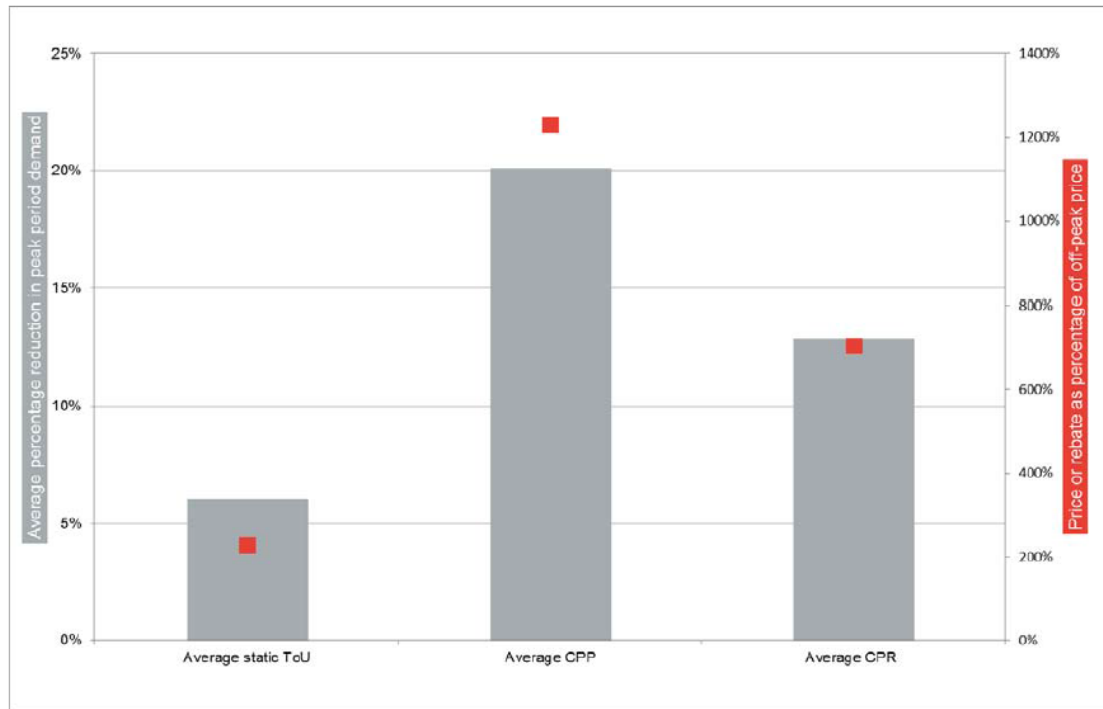
Συγκρίνοντας το πλαίσιο των μελετών που εφάρμοσαν ΤΟΥ τιμολόγια, τα στοιχεία σχετικά με τη σημασία του μεγέθους της διαφοράς τιμής αιχμής και μη αιχμής είναι ανάμικτα, αλλά διαφαίνεται πως όσο μεγαλύτερη είναι διαφορά τόσο τείνει να αυξάνεται το ποσοστό της ζητούμενης ενέργειας σε κρίσιμες αιχμής του συστήματος. Για παράδειγμα, στην μελέτη CL&P Pilot ο διπλασιασμός στη διαφορά της τιμής δεν έφερε ουσιαστική μεταβολή στη μείωση της ζήτησης, ενώ στη μελέτη Ireland Electricity Smart Metering Trials όσο αυξανόταν η διαφορά τιμής τόσο μεγαλύτερη γινόταν και η μείωση της ζήτησης.

Στις μελέτες με CPP και CPR τιμολογήσεις, όπου χρησιμοποιήθηκε άνω και κάτω όριο στη διαφοροποίηση των τιμών φάνηκε πως στο άνω όριο η μείωση της ζήτησης ήταν υψηλότερη, πχ BGE Pricing Pilot¹⁸ (Γράφημα 21) και CL&P Pilot (Γράφημα 20).

Συγκρίνοντας τα διαφορετικά είδη τιμολογίων, καθίσταται σαφές ότι τα τιμολόγια που στοχεύουν στη μείωση της ζήτησης σε περίοδο κρίσιμης αιχμής (CPP και CPR) έχουν μεγαλύτερο αντίκτυπο απ' ό τι εκείνα που στοχεύουν στη διαχείριση των τυπικών ημερήσιων αιχμών (ΤΟΥ). Αυτό απεικονίζεται στο Γράφημα 20, που δείχνει ότι η μέση ανταπόκριση είναι υψηλότερη με CPP και CPR απ' ό τι με ΤΟΥ. Αυτό είναι αναμενόμενο, λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά αυτών των τιμολογίων και τους διαφορετικούς στόχους τους.

- Τα συμβάντα κρίσιμης αιχμής στα CPP και CPR τιμολόγια δεν εμφανίζονται συχνά (συνήθως 12 φορές το έτος), ενώ το ΤΟΥ εφαρμόζεται σε καθημερινή βάση. Έτσι, οι καταναλωτές φαίνεται να προτιμούν να μεταβάλουν την ενεργειακή κατανάλωσή τους λίγες ημέρες του έτους παρά σε τακτική βάση.
- Η διαφοροποίηση στις χρεώσεις είναι υψηλότερη στα CPP και CPR τιμολόγια άρα και το κίνητρο είναι ισχυρότερο για αποφυγή υψηλών λογαριασμών.
- Τέλος στα CPP και CPR τιμολόγια απαιτείται η ενημέρωση των καταναλωτών για επικείμενη κρίσιμη αιχμή, κάτι που λειτουργεί και σαν υπενθύμιση.

¹⁸ Faruqui and Sergici (The Brattle Group), 2009, BGE's Smart Energy Pricing Pilot, Summer 2008 Impact Evaluation



Γράφημα 22: Σύγκριση της μείωσης ζήτησης σε σχέση με διαφοροποίηση τιμής ανά είδος τιμολογίου

Ενημέρωση καταναλωτών

Σε όλες τις δοκιμές, παρέχονται στους καταναλωτές οι βασικές πληροφορίες για τις διαφορετικές χρεώσεις που εφαρμόζονται σε διαφορετικές χρονικές περιόδους. Οι τρόποι ενημέρωσης ποικίλουν αναλόγως την μελέτη, μπορεί να περιλαμβάνουν ενημερωτικά φυλλάδια για τα τιμολόγια και πώς να μειώσουν ή να μετακινήσουν τη ζήτηση, ακόμα και αυτοκόλλητα σημειώματα ή μαγνήτες ψυγείου για υπενθύμιση των περιόδων αιχμής ή / και των τιμών.

Από τα είδη πληροφόρησης, οι καταναλωτές φαίνεται να θεωρούν πιο χρήσιμους τους μαγνήτες ψυγείου και αυτοκόλλητα σημειώματα. Αποτελέσματα από δοκιμές έδειξαν πως στην περίπτωση της Ireland Electricity Smart Metering το 75% προτιμά τους μαγνήτες ψυγείου και το 63% τα αυτοκόλλητα. Στη μελέτη Ontario Smart Price Pilot, ο μαγνήτης ψυγείου καθώς και η μηνιαία δήλωση χρήσης ήταν θεωρήθηκαν τα πιο χρήσιμα στοιχεία για την κατανόηση των τιμολογίων. Οι λόγοι για τους οποίους προτιμώνται οι μαγνήτες είναι ότι ήταν σαφείς, συνοπτικοί, και ανθεκτικοί.

5.2.4. RTP

Αν και τα αποτελέσματα είναι περιορισμένα, διαφαίνεται πως οι οικιακοί καταναλωτές ανταποκρίνονται στη real-time τιμολόγηση.

- Η PowerCentsDC Trial μελέτη περιελάμβανε ένα ωριαίο τιμολόγιο για τα νοικοκυριά όπου τιμές βασίζονταν την τιμή της day-ahead αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι καταναλωτές ενημερώνονταν από την προηγούμενη ημέρα τηλεφωνικά, με e-mail ή sms για το αν οι τιμές επρόκειτο να υπερβαίνουν ένα υψηλό «κατώφλι». Οι πληροφορίες σχετικά με τις ωριαίες τιμές ήταν διαθέσιμες σε πραγματικό χρόνο σε έξυπνους θερμοστάτες, on-line, καθώς και με κλήση σε ένα δωρεάν τηλεφωνικό αριθμό. Ωστόσο, τα αποτελέσματα αυτής της δοκιμής δεν δύναται να θεωρηθούν απόλυτα αξιόπιστα, καθώς οι τιμές χονδρικής μειώθηκαν κατά τη διάρκεια της δοκιμαστικής περιόδου. Αυτό κατέστησε δύσκολο να διαχωριστεί η μείωση ζήτησης που οφειλόταν στη real-time τιμολόγηση από τις αλλαγές στην κατανάλωση που προκύπτουν λόγω της συνολικής πτώσης των τιμών.
- Στην Norway EFFLOCOM Trial¹⁹ εφαρμόστηκαν δυο ειδών real-time τιμολογήσεις, στην πρώτη η ωριαία χρέωση των καταναλωτών εξαρτιόνταν από αυτήν της χονδρικής αγοράς ενώ στην δεν ήταν συναρτήσεως της χονδρεμπορικής αγοράς. Παρατηρήθηκε λοιπόν μεγαλύτερη μείωση ζήτησης αιχμής στην πρώτη περίπτωση. Ωστόσο, ο αριθμός των καταναλωτών με ωριαία διακύμανση στις τιμές τους ήταν πολύ περιορισμένος για να παράσχει ασφαλή συμπεράσματα.
- Στην Illinois Real-Time Pricing Trial²⁰, οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας βασίστηκαν στις τιμές της day-ahead χονδρικής αγοράς. Οι καταναλωτές ενημερώνονταν από την προηγούμενη ημέρα τηλεφωνικά, ή με e-mail για το πότε οι τιμές ξεπερνούσαν ένα όριο. Οι τιμές ήταν διαθέσιμες μετά τις 17:00 της προηγούμενης ημέρας, στο διαδίκτυο ή μέσω τηλεφώνου. Την ημέρα με την υψηλότερη τιμή, οι καταναλωτές μείωσαν τη συνολική κατανάλωσή τους κατά 15% σε σύγκριση με τους καταναλωτές που δεν είχαν real-time τιμολόγηση²¹. Στη μελέτη διαπιστώθηκε επίσης ότι η ανταπόκριση των καταναλωτών ήταν μεγαλύτερη όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν πάνω από το υψηλό όριο τιμής.
- Στην Pacific Northwest GridWise Project²² διαπιστώθηκε ότι οι καταναλωτές ανταποκρίνονται λιγότερο στη real-time τιμολόγηση από ότι σε TOU και CPP. Κατά τη διάρκεια αυτής της δοκιμής, η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος προσαρμοζόταν κάθε πέντε λεπτά. Η μείωση της ζήτησης αιχμής για τους καταναλωτές της real-time ήταν 15-17%, σε σύγκριση με 20% για TOU και CPP τιμολόγηση²³.

¹⁹ EFFLOCOM Partners, 2004, Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots

²⁰ Summit Blue Consulting LLC, 2007, Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan, Final Report.

²¹ Jongejan, A., Katzman, B., Leahy, T., and Michelin, M., 2010, Dynamic Pricing Tariffs for DTE's Residential Electricity Customers.

²² Hammerstrom, 2007, Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects, Part I. Olympic Peninsula Project.

²³ Faruqui and Sergici (The Brattle Group), 2009, Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence

Θα χρειαστούν περισσότερες πληροφορίες για υπάρξει δυνατότητας παροχής ασφαλών συμπερασμάτων σχετικά με το πώς οι καταναλωτές αντιδρούν σε πιο πολύπλοκα τιμολόγια όπως είναι η τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο.

5.3. Άλλα ευρήματα

5.3.1. Απόκριση ζήτησης με αυτοματισμούς

Οι μελέτες έδειξαν πως παρεμβάσεις για την αυτοματοποίηση της απόκρισης ζήτησης αποτελούν τον πιο αποδοτικό τρόπο για την μετατόπιση της ζήτησης στους οικιακούς καταναλωτές, όπου συγκεκριμένα ευέλικτα φορτία όπως συστήματα κλιματισμού και ηλεκτρικής θέρμανσης.

Οι αυτοματισμοί απαιτούν την αξιοποίηση τεχνολογίας για την μείωση της καταναλισκόμενης ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής. Για παράδειγμα οι θερμοστάτες στα συστήματα κλιματισμού μπορούν προγραμματιστούν ώστε να περιοριστεί η ζήτηση κατά τις περιόδους υψηλών χρεώσεων. Στις έρευνες που μελετήθηκαν, οι αυτοματισμοί χρησιμοποιούνται κυρίως σε συστήματα κλιματισμού χώρου, ηλεκτρικής θέρμανσης χώρου και νερού αλλά και αντλίες δεξαμενών. Κάποιες μελέτες χρησιμοποίησαν και μεθόδους άμεσου ελέγχου φορτίου ακόμα και από τον ίδιο τον πάροχο ενέργειας.

Παρακάτω παρουσιάζονται 12 μελέτες που περιλαμβάνουν χρήση αυτοματισμών ή άμεσου ελέγχου φορτίου.

Πίνακας 8: Μελέτες που περιλαμβάνουν χρήση αυτοματισμών ή άμεσου ελέγχου φορτίου

Μελέτη	Χώρα	Πλήθος Συμμετεχόντων	Τύπος αυτοματισμού ή άμεσος έλεγχος
CL&P Pilot (2009)	ΗΠΑ	209	Τεχνολογία ελέγχου κλιματισμού
PG&E Trial (2008-2010)	ΗΠΑ	~5.100	Τεχνολογία ελέγχου κλιματισμού
LIPA Edge Direct Control Programme (2001-2003)	ΗΠΑ	20.400	«Έξυπνες» συσκευές που επιτρέπουν τον άμεσο έλεγχο των μονάδων κλιματισμού
PowerCentsDC Trial (2008-2009)	ΗΠΑ	~400	«Έξυπνες» συσκευές που επιτρέπουν τον άμεσο έλεγχο των μονάδων κλιματισμού ανταποκρινόμενα σε real-time μεταβολές
myPower Trial (2006-2007)	ΗΠΑ	319	Προγραμματιζόμενοι θερμοστάτες για κλιματισμό ανταποκρινόμενοι αυτόματα σε CPP και TOU απαιτήσεις
Norway EFFLOCOM Trial (2001-2004)	Νορβηγία	1.230	Φορτίο χαμηλής προτεραιότητας (ηλεκτρική θέρμανση νερού) θα μπορούσε να αποκοπεί από τον

			πάροχο ενέργειας υπό ορισμένες συνθήκες
SCE Direct Load Control Trial (2010)	ΗΠΑ	343.566	Ο περιορισμός του συμπιεστή στα συστήματα κλιματισμού κατά τη διάρκεια της κρίσιμης αιχμής
OG&E Trial (2010)	ΗΠΑ	~3.000	Προγραμματιζόμενοι θερμοστάτες για κλιματισμό ανταποκρινόμενοι αυτόματα σε αλλαγή χρεώσεων
BGE Pricing Pilot (2008)	ΗΠΑ	342	Διακόπτης που επιτρέπει στον πάροχο τον έλεγχο του κεντρικού κλιματισμού
ETSA Utilities Trials (2005-2010)	Αυστραλία	946	Εξωτερικός έλεγχος του κεντρικού κλιματισμού
California Automated Demand Response Trial (2004-2005)	ΗΠΑ	122 (2004), 98 (2005)	Σύστημα που επέτρεπε την αυτοματοποίηση συσκευών όπως αντλίες δεξαμενών
Missouri CPP Trial (2004-2005)	ΗΠΑ	78	Ένας έξυπνος θερμοστάτης για κλιματισμό.

Αυτές οι μελέτες αποσκοπούν περισσότερο στη μείωση της ζήτησης σε κρίσιμες περιόδους αιχμής παρά σε καθημερινή βάση. Επίσης γίνεται ευκολά αντιληπτό πως οι αυτοματισμοί εφαρμόστηκαν μόνο όπου υπάρχουν μεγάλα φορτία και ευέλικτα σε μετατόπιση όπως είναι των συστημάτων κλιματισμού.

Τα αποτελέσματα που αντλούνται από τις έρευνες δείχνουν πως οι αυτοματισμοί και ο άμεσος έλεγχος φορτίου έχουν σημαντική επίδραση στις περιόδους κρίσιμης αιχμής του συστήματος. Σύμφωνα με την έκθεση Vaasa ett meta-study²⁴ η μείωση κατά τις αιχμές είναι από 60-200% μεγαλύτερη με χρήση αυτοματισμών και ο άμεσος έλεγχος απ' ότι χωρίς. Συγκεκριμένα παρατηρήθηκε ότι η μείωση της ζήτησης με αυτοματισμό ήταν 31% (16% χωρίς) για την CPP τιμολόγηση, 20% (12% χωρίς) για την CPR, και 16% (5% χωρίς) για την TOU. Στο ίδιο συμπέρασμα καταλήγει και η έκθεση των Faruqi και Palmer²⁵. Στην μελέτη CL&P Pilot όπου εφαρμόστηκε CPP με αυτοματισμό παρατηρήθηκε μείωση ζήτησης κατά την περίοδο αιχμής της τάξης του 23% , ενώ χωρίς αυτοματισμό ήταν στο 16%. Όμως κατά την εφαρμογή TOU συνδυαστικά με αυτοματισμό δεν αυξήθηκε η μείωση στη ζήτηση αιχμής, όπως έχει αναφερθεί σε αυτήν τη μελέτη, η μεγάλη διάρκεια της αιχμής αποτέλεσε ανασταλτικό παράγοντα.

Οι καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα με κάποιο είδος αυτοματισμού δεν απαιτείται οι ίδιοι να προσαρμόζουν τη συμπεριφορά τους προκειμένου να ανταποκριθούν σε διακυμάνσεις της χρέωσης, καθώς γίνεται αυτόματα με την χρήση τεχνολογικών μέσων. Έτσι το ζητούμενο είναι να βρεθεί το

²⁴ Vaasa ett, 2011, The Potential of Smart Meter Enabled Programs to Increase Energy and Systems Efficiency: A Mass Pilot Comparison; Short name: Empower Demand

²⁵ Faruqi and Palmer, 2012, The Discovery of Price Responsiveness - A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity. Unpublished paper submitted to the EDI Quarterly

κατάλληλο πλάνο που θα τους καλύπτει όσο το δυνατόν περισσότερο ώστε αρχικά να το αποδεχθούν και στη συνέχεια να παραμείνουν σ' αυτό, χωρίς να το παρακάμπτουν, αν τους παρέχεται η δυνατότητα.

Μέχρι σήμερα, δεν υπάρχει πληθώρα στοιχείων σχετικά με το κατά πόσο οι αυτοματισμοί γίνονται αποδεκτοί από τους καταναλωτές, από τα περιορισμένα όμως ευρήματα των διαθέσιμων μελετών διαφαίνεται πως υπάρχει τάση αποδοχής. Μάλιστα, τα αποτελέσματα κάποιων ερευνών δείχνουν ότι οι αρχικός ενδιαυσμός για συμμετοχή είναι δυνατόν να περιοριστεί παρέχοντας την δυνατότητα να παρακάμπτουν την αυτοματοποιημένη λειτουργία.

Στη μελέτη SCE Direct Load Control Trial²⁶ οι καταναλωτές επέλεξαν τον μέγιστο αριθμό ημέρων του έτους που επέτρεπαν να τους επιβληθεί άμεσος έλεγχος φορτίου και μάλιστα μέχρι ποιο βαθμό. Επίσης χρησιμοποιήθηκαν οικονομικά κίνητρα προκειμένου να επιτρέψουν μεγαλύτερο βαθμό παρεμβατικού ελέγχου φορτίου. Δεν είναι σαφές το αποτέλεσμα αυτής της μεθόδου σε σχέση με άλλες έρευνες, καθώς τα αποτελέσματα παρουσιάζονται για κάθε κλιματιστική μονάδα ενώ σε άλλες μελέτες για την συνολική ζήτηση αιχμής.

Μια μελέτη για την αποδοχή των έξυπνων συσκευών από τους καταναλωτές παρέχει κάποια περεταίρω στοιχεία. Αν και το δείγμα των συμμετεχόντων είναι περιορισμένο, παρατηρήθηκε πως η αποδοχή έφτανε το 90%, αναλόγως την ηλεκτρική συσκευή στην οποία θα εφαρμοζόταν²⁷. Στην μελέτη Electricity Policy Research Group (EPRG)²⁸ οι ερωτηθέντες ήταν πρόθυμοι να αποδεχθούν κάποιου είδους αυτοματισμό στις ηλεκτρικές συσκευές τους προκειμένου να επωφεληθούν έκπτωσης 5% στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος.

5.3.2. Απόκριση ζήτησης με αυξημένο επίπεδο ενημέρωσης καταναλωτών

Όλες οι μελέτες που χρησιμοποιούν οικονομικά κίνητρα οφείλουν να παρέχουν την κατάλληλη ενημέρωση στους καταναλωτές για να είναι σε θέση και οι ίδιοι να ανταποκριθούν στις απαιτήσεις για μείωση ζήτησης κατά τις περιόδους αιχμής του συστήματος.

Πέραν των βασικών μεθόδων πληροφόρησης, που αναφέρθηκαν και παραπάνω, χρησιμοποιήθηκαν και άλλοι που παρέχουν πιο λεπτομερείς πληροφορίες. Για παράδειγμα, η μηνιαία κατάσταση χρήσης στο λογαριασμό, ή και on-line, στην οποία η συνολική κατανάλωση αναλύεται στις ζώνες χρέωσης ανάλογα τον τύπο τιμολόγησης του κάθε συμμετέχοντα. Επίσης παρέχονται ηλεκτρονικές συσκευές που έχουν την δυνατότητα για πιο διαδραστική και real-time ενημέρωση, όπως οθόνες (In-Home Displays). Βέβαια το κόστος παροχής τέτοιων μεθόδων είναι

²⁶ Freeman, Sullivan & Co., 2011, Southern California Edison's 2010 Demand Response Load Impact Evaluations Portfolio Summary

²⁷ Mert et al, 2008, Consumer acceptance of smart appliances

²⁸ Platchkov, Pollitt, Reiner and Shaorshadze, 2011, 2012 EPRG Public Opinion Survey: Policy Preferences and Energy Saving Measures

σαφώς υψηλότερο από ότι τα απλά φυλλάδια, και πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά την σύγκριση των τρόπων ενημέρωσης.

5.3.2.1. Εκ των προτέρων ενημέρωση

Υπάρχουν περιορισμένα στοιχεία σχετικά με την «Εκ των προτέρων» ενημέρωση που φανερώνουν ότι συμβάλλει θετικά στην απόκριση ζήτησης ενέργειας.

- Η μελέτη Ireland Electricity Smart Metering Trials παρείχε τα πιο ενθαρρυντικά αποτελέσματα με συνδυασμό μεθόδων όπως ο διμηνιαίος λογαριασμός, η μηνιαία δήλωση χρήσης ενέργειας και η οθόνη παρακολούθησής κατανάλωσης. Η μείωση της ζήτησης ήταν της τάξης του 11,3% ενώ χωρίς την ενημέρωση ήταν στο 8,8%. Δεν υπάρχει δυνατότητα εκτίμησης της συνεισφοράς της κάθε μεθόδου ξεχωριστά.
- Στην μελέτη PowerCents DC Trials, οι συμμετέχοντες λάμβαναν «αναφορά χρήσης ενέργειας» που παρουσίαζε την ημερήσια χρήση με γραφικό τρόπο. Τα αποτελέσματα δείχνουν πως αυτό συνέβαλε θετικά. Μόνο το 3% των συμμετεχόντων δήλωσε ότι δεν διάβαζε καθόλου την αναφορά, το 52% ότι βοήθησε στη μείωση του λογαριασμού και το 1/9 των συμμετεχόντων ότι δεν έκανε καμία αλλαγή βάση της αναφοράς.

5.3.2.2. Real-time ενημέρωση

Οι μελέτες παρείχαν στους καταναλωτές Real-time ενημέρωση μέσω «in-home displays (IHDs)» που έδειχναν την κατανάλωση κάθε χρονικής στιγμής και τις αντίστοιχες πληροφορίες χρεώσεων ή συσκευές τύπου «Energy Orbs» δηλαδή οθόνες με χρωματικά σήματα ανάλογα την ζώνη χρέωσης της στιγμής που λειτουργούν σαν υπενθύμιση για τις αιχμές. Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται 6 μελέτες που εφάρμοσαν τέτοια μεθοδολογία.

Πίνακας 9: Οι μελέτες με Real-time ενημέρωση καταναλωτών

Μελέτη	Χώρα	Αριθμός συμμετεχόντων	Είδος Real-time ενημέρωσης
CL&P Pilot (2009)	ΗΠΑ	307	Energy Orbs και IHDs
Integral Energy Trial (2006- 2008)	Αυστραλία	289	IHDs
BGE Pricing Pilot (2008)	ΗΠΑ	620	Energy Orbs
OG&E Trial (2010)	ΗΠΑ	~3.000	IHDs
Ireland Electricity Smart Metering Trials (2009-2010)	Ιρλανδία	938	IHDs
EDRP Trials (2007-2010)	ΗΒ	194 (EdF Energy), 588 (SSE)	IHDs

Στις περισσότερες μελέτες φάνηκε πως η χρήση real-time ενημέρωσης οδήγησε σε επιπρόσθετη μικρή μείωση της ζήτησης αιχμής.

- Στην BGE Pricing Pilot, οι καταναλωτές με Energy Orbs παρουσίασαν μείωση ζήτησης κατά 23-27% ενώ εκείνοι που δεν διέθεταν μείωσαν κατά 18-21%.
- Στην Integral Energy Trial οι καταναλωτές με IHD μείωσαν κατά 41% ενώ χωρίς IHD η μείωση της ζήτησης ήταν στο 37%.
- Στην Ireland Electricity Smart Metering το 91% των καταναλωτών με IHD θεωρεί ότι η συσκευή συμβάλει θετικά στη μείωση της ζήτησης, και το 87% ότι βοηθά στη μετατόπιση των φορτίων σε βραδινή ζώνη.
- Στην OG&E Trial²⁹ οι καταναλωτές με ToU και IHD μείωσαν τη ζήτηση τους κατά 17% σε σύγκριση με 11% για όσους τους παρέχονταν μόνο on-line πληροφορίες για τις τρέχουσες τιμές και την πρόσφατη κατανάλωση.

Υπάρχουν όμως και μελέτες που έδωσαν αντίθετα αποτελέσματα.

- Στην CL&P Pilot, δεν παρατηρήθηκε καμία μείωση στην ζήτηση για καταναλωτές σε ToU, CPP και CPR που τους δόθηκε Energy Orbs ή IHD συγκρίνοντάς τους με εκείνους που δεν είχαν.
- Επιπλέον στην OG&E Trial, οι καταναλωτές σε CPP με IHD μείωσαν τη ζήτηση κατά 11%, ενώ εκείνοι που τους παρέχονταν on-line πληροφορίες μείωσαν κατά 12%.

Τα αποτελέσματα από την μελέτη του HB είναι ανάμεικτα. Στην EDRP διεξάχθηκαν δυο δοκιμές με TOU τιμολόγηση, μια από την EdF και μία από την SSE, στις οποίες δόθηκαν IHDs στους συμμετέχοντες. Η συσκευή της EdF ήταν συνδεδεμένη στο δίκτυο και παρείχε πληροφορίες σχετικά με την τρέχουσα χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος της, δεδομένα ιστορικού χρήσης, και εκπομπών CO₂. Η συσκευή της SSE ήταν φορητή. Στην δοκιμή της EdF διαπιστώθηκε ότι μειώνεται μόνο η ζήτηση της βραδινής καθημερινής αιχμής για τα νοικοκυριά με λιγότερο από τρεις κάτοικους, ενώ με πάνω από τρεις υπήρξε αύξηση. Στην δοκιμή της SSE διαπιστώθηκε ότι η παροχή IHD ή web πληροφοριών μείωσε την ανταπόκριση των καταναλωτικών. Οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι ίσως η αυξημένη πληροφόρηση «υπερφόρτωσε» τους καταναλωτές.

Δεν καθίσταται σαφές από τα στοιχεία που παρουσιάζονται στις μελέτες, για ποιους λόγους εμφανίζεται αυτή η διακύμανση στην απόκριση των καταναλωτών.

5.3.3. Θετική αντίληψη καταναλωτών σε DSR μεθοδολογίες

Μερικές μελέτες συνέλλεξαν πληροφορίες για την αντίληψη των καταναλωτών σχετικά με τις δοκιμές. Τα αποτελέσματα της ανατροφοδότησης ήταν θετικά. Αυτό διαπιστώθηκε τόσο στις δοκιμές που αποσκοπούσαν στη μείωση της καθημερινής

²⁹ Silver Spring Networks, 2011, SEDC: Consumer Engagement and Demand Response Case Study; and Raab Associates, 2011, OGE: Engaging Consumers for Demand Response

αιχμής όσο και σε εκείνες που στόχευαν στη μείωση του φορτίου των κρίσιμων αιχμών.

- Το 92% των συμμετεχόντων στη CL&P Pilot δήλωσαν ότι θα συμμετείχαν ξανά στη δοκιμή, και μάλιστα βαθμολόγησαν τη συνολική ικανοποίηση κατά μέσο όρο με 5,1 στα 6.
- Το 78% των 298 ερωτηθέντων στην Ontario Smart Price Pilot είπαν ότι θα πρότειναν το TOU τιμολόγιο σε ένα φίλο. Οι 3 κυριότεροι λόγοι ήταν η ευαισθητοποίηση σε θέματα μείωσης του λογαριασμού, ο καλύτερος έλεγχος του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, και τα περιβαλλοντικά οφέλη.
- Το 74% των συμμετεχόντων δήλωσαν ότι έμειναν ικανοποιημένοι με τη μελέτη PowerCents DC. Το 89% των συμμετεχόντων θα την σύστηναν ένα φίλο. Επιπλέον, πάνω από το 93% των συμμετεχόντων εξέφρασαν την προτίμησή στις DSR δομές τιμολόγησης έναντι του βασικού τιμολογίου, rising block, που είναι αρκετά διαδεδομένο στις ΗΠΑ.
- Το 77% - 81% των συμμετεχόντων στην myPower Trial³⁰ δήλωσε ότι θα την πρότειναν σε ένα φίλο ή συγγενή.

Σε ορισμένες περιπτώσεις, η εντύπωση για τα DSR τιμολόγια ήταν πιο θετική μετά τις δοκιμές από ότι πριν. Μάλιστα, στη μελέτη Ontario Smart Price Pilot αναφέρεται ότι πριν από τη διεξαγωγή της ερευνάς οι καταναλωτές είχαν φοβηθεί ότι το TOU τιμολόγιο θα ήταν μια «απάτη», αλλά άλλαξαν γνώμη μετά τη διεξαγωγή.

Τα στοιχεία των ερευνών φανερώνουν ότι τα κίνητρα για συμμετοχή στη μελέτη ήταν κυρίως οικονομικά και περιβαλλοντικά.

- Στη CL&P Pilot, το 86% των συμμετεχόντων δήλωσαν ότι συμμετείχαν στο πρόγραμμα για να εξοικονομήσουν χρήματα, ενώ το 67% λόγω της θετικής επίδρασης στο περιβάλλον. Εκείνοι που εντάχθηκαν για λόγους προστασίας του περιβάλλοντος ήταν περισσότερο ικανοποιημένοι από εκείνους για εξοικονόμηση χρήματων.
- Στη Ontario Smart Price Pilot, οι κύριοι λόγοι που οι καταναλωτές συμμετείχαν στη έρευνα ήταν ότι ήθελαν να προετοιμασμένοι για την «άφιξη» των TOU τιμολογίων, επιπλέον ότι τους άρεσε η ιδέα ότι θα να ήταν σε θέση να παρακολουθούν τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς πίστευαν ότι αυτό θα τους παρείχε περισσότερο έλεγχο στους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος.
- Στη PowerCents DC Trial, οι κορυφαίοι κίνητρα για τη συμμετοχή ήταν η εξοικονόμηση χρημάτων (73%), η μείωση των εκπομπών (34%), τη εξοικείωση με τα έξυπνα δίκτυα (33%), και η συμβολή τους στη χάραξη πολιτικής (32%).
- Η πλειοψηφία των συμμετεχόντων στη myPower Trial, πίστευε ότι το εγχείρημα θα είχε θετική επίδραση στο περιβάλλον, και το 71% ότι θα εξοικονομήσει χρήματα από την εφαρμογή του προγράμματος.

³⁰ Summit Blue Consulting, 2007, Final Report for the myPower Pricing Segments Evaluation

5.3.3.1. Επιπτώσεις στους λογαριασμούς

Στις έρευνες που διεξάχθηκαν, υπήρχε η τάση οι καταναλωτές να εξοικονομούν χρήματα από την διαδικασία. Αυτό οφείλονταν συχνά στο ότι οι δοκιμές είχαν σχεδιαστεί έτσι ώστε να είναι ουδέτερες από άποψη εσόδων για τον μέσο καταναλωτή ο οποίος δεν μεταβάλλει τη ζήτησή του. Αυτό σήμαινε ότι όταν οι καταναλωτές μετατόπιζαν τη ζήτησή τους σε οικονομικότερες ζώνες χρέωσης «ελάφρυναν» τους λογαριασμούς τους. Επιπλέον, ορισμένες μελέτες περιλάμβαναν πρόσθετα τα προστατευτικά μέτρα για να εξασφαλιστεί ότι κανένας καταναλωτής δεν θα κατέληγε ζημιωμένος από την συμμετοχή του, για παράδειγμα χρηματική επιδότηση.

- Στην Ontario Smart τιμή Pilot, οι καταναλωτές κατά μέσο όρο σχετικά εξοικονόμησαν χρήματα κατά 3% σε σύγκριση με μη ToU τιμολόγηση.
- Την PG&E's SmartRate, το 88% των καταναλωτών είχαν χαμηλότερους λογαριασμούς κατά τη διάρκεια της δοκιμής. Η μέση εξοικονόμηση σε SmartRate (CPP) τιμολόγηση, μεταξύ Μαΐου και Οκτωβρίου, ήταν 8,2%. Ο μέσος όρος εξοικονόμησης για TOU ήταν 18% σε ένα χρόνο.
- Οι συμμετέχοντες στη μελέτη PowerCentsDC εξοικονόμησαν 2% (CPP), 5% (CPR) και 39% (real-time pricing) σε σχέση με το βασικό τιμολόγιο. Το 91% των καταναλωτών σε CPP και CPR εξοικονόμησε χρήματα, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό καταναλωτών σε real-time τιμολόγηση ήταν 100%.
- Στη myPower trial, το 86% των συμμετεχόντων με αυτοματισμούς και το 71% των συμμετεχόντων χωρίς αυτοματισμούς έλαβε χαμηλότερους λογαριασμούς. Μέση εξοικονόμηση ήταν υψηλότερη για τους καταναλωτές με αυτοματισμούς από ό, τι για εκείνους που δεν είχαν. Ωστόσο, τα αποτελέσματα της έρευνας έδειξαν ότι για τους καταναλωτές με και χωρίς τεχνολογικούς αυτοματισμούς οι μέσες αποταμιεύσεις ήταν χαμηλότερες από ό, τι περίμεναν οι ίδιοι οι καταναλωτές.
- Στην περίπτωση της Northern Ireland Powershift trial, οι εξοικονόμηση ορισμένων καταναλωτών ίσως να ήταν παθητική, δηλαδή εξοικονόμηση να επιτεύχθηκε χωρίς την αλλαγή συμπεριφοράς του καταναλωτή που ήδη κατανάλωνε λιγότερο από το μέσο όρο κατά τις ώρες αιχμής.
- Ωστόσο, υπήρξε μία εξαίρεση στα παραπάνω. Στην PSE trial³¹, Παρά το γεγονός ότι το 55% των καταναλωτών σε TOU τιμολόγηση είχαν χαμηλότερους λογαριασμούς κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους, κατά το δεύτερο έτος το 94% καταβάλλεται ένα επιπλέον \$ 0,80 ανά μήνα μετά την εισήγαγε ενός μηνιαίου πάγιου ένδειξης μετρητή. Δυσαρέσκεια των καταναλωτών και αρνητική κάλυψη από τον Τύπο οδήγησε στο να καταργηθεί το τιμολόγιο.

³¹ Faruqui and George, 2003, Demise of PSE's ToU Program imparts lessons.

5.4. Αποτελέσματα όπου εμφανίζονται ασάφειες

Ορισμένα από τα ευρήματα των δοκιμαστικών προγραμμάτων χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης καθώς δεν έχουν εξακριβωθεί από πού πηγάζουν. Πιο συγκεκριμένα, ενώ παρατηρήθηκαν διαφορές στην απόκριση της ζήτησης από τους καταναλωτές με χαμηλότερο εισόδημα, δεν είναι σαφείς οι λόγοι που τις προκαλούν. Επιπλέον, οι δοκιμές της μεθόδου τιμολόγησης σε πραγματικό χρόνο (Real Time Pricing, RTP) δεν έχουν δώσει αποτελέσματα που μπορούν να γενικευθούν για όλες τις αγορές. Επίσης δεν καθίσταται σαφές ποια είναι τα ηλεκτρικά φορτία που μπορούν να μετατοπιστούν σε άλλες ζώνες χρέωσης. Εν τέλει, σε δοκιμές όπου δεν υπάρχει αυτοματοποίηση της απόκρισης ζήτησης κι απουσιάζει ο άμεσος έλεγχος από το διαχειριστή του δικτύου είναι αμφίβολο το διάστημα για το οποίο η διαχείριση της ζήτησης παράγει σταθερά αποτελέσματα. Όλα τα παραπάνω αναλύονται σε αυτήν την ενότητα.

5.4.1. Ευάλωτοι και χαμηλού εισοδήματος καταναλωτές

Ως ευάλωτοι μπορούν να χαρακτηριστούν καταναλωτές που ανήκουν σε μια από τις παρακάτω κατηγορίες: άτομα με μακροχρόνιες ασθένειες, οικογένειες με τα παιδιά, άτομα με ειδικές ανάγκες και ηλικιωμένοι. Καμία από τις δοκιμές που εξετάστηκαν δεν εστίασε αποκλειστικά σε αυτές τις ομάδες. Ωστόσο, υπήρξαν κάποιες ενδείξεις σχετικά με τον αντίκτυπο των μέτρων DSR στα μεγάλα νοικοκυριά, δηλαδή με πολλούς κάτοικους (τα οποία είναι πιθανό να ανήκουν σε οικογένειες με παιδιά). Οι καταναλωτές που ορίζονται ως ευάλωτοι δεν πρέπει αναγκαστικά να έχουν και χαμηλό εισόδημα. Ωστόσο, τα αποτελέσματα για το χαμηλό εισόδημα συμμετέχοντες έχουν ενδιαφέρον, και περιλαμβάνονται σε αυτή την ενότητα.

5.4.1.1. Μεγάλα νοικοκυριά

Τα στοιχεία σχετικά με τον αντίκτυπο των μέτρων DSR στα μεγάλα νοικοκυριά είναι ανάμεικτα.

- Η μελέτη California State-Wide Pricing Pilot³² διαπίστωσε ότι τα μικρότερα νοικοκυριά ανταποκρίνονταν περισσότερο στις μεταβολές των τιμών απ' ότι τα μεγαλύτερα νοικοκυριά.
- Παρόμοια αποτελέσματα διαπιστωθήκαν και στη EDF EDRP trial, ότι δηλαδή τα νοικοκυριά με ένα ή δύο άτομα ηλικίας 16-64 ετών μπορούν να μειώσουν τη ζήτηση αιχμής περισσότερο από ότι τα μεγαλύτερα.

Δεν είναι δυνατό να βρεθεί μια πειστική εξήγηση για το παραπάνω με βάση τα στοιχεία που παρουσιάζονται στις μελέτες. Ωστόσο, οι ακόλουθοι παράγοντες μπορεί να συμβάλλουν.

- Το μέλος του νοικοκυριού που αποφάσισε τη συμμετοχή στη μελέτη πιθανότατα θα είναι και πιο ενημερωμένο για την όλη διαδικασία σε σχέση

³² Charles River Associates, 2005, Impact Evaluation of the California State-wide Pricing Pilot

με τα υπόλοιπα μέλη του νοικοκυριού. Έτσι, όσο ο αριθμός των μελών του νοικοκυριού αυξάνεται τόσο μικρότερο είναι το μερίδιο του στην απόκριση ζήτησης.

- Τα μεγαλύτερα νοικοκυριά πιθανόν, κατά μέσο όρο, να έχουν διαφορετικές απαιτήσεις για την ηλεκτρική ενέργεια, κάτι που επηρεάζει την ποσότητα του φορτίου που μπορεί να μετατοπιστεί. Για παράδειγμα, τα νοικοκυριά με παιδιά μπορεί να έχουν μικρότερη ευελιξία για μείωση ζήτησης κατά τις ώρες αιχμής. Υπάρχουν κάποια στοιχεία για αυτό από την έρευνα Ontario Smart Price Pilot. Σε αυτή τη μελέτη, ορισμένες οικογένειες με μικρά παιδιά ανέφεραν ότι ήταν δύσκολο να μειωθεί η χρήση πλυντηρίου κατά τις περιόδους αιχμής.

Αντίθετα, στην έρευνα Ireland Electricity Smart Metering Trials, διαπιστώθηκε ότι τα νοικοκυριά με παιδιά κάτω των 15 ετών μειώνουν τη ζήτηση αιχμής περισσότερο από το μέσο όρο (10,7% σε σύγκριση με 6,5%). Οι ερευνητές το αποδίδουν στις εκπαιδευτικές δράσεις που γίνονται σε σχολεία της Ιρλανδίας για ευαισθητοποίηση σε διάφορα θέματα, που μπορεί να οδηγήσουν τα παιδιά σε αλλαγή συμπεριφοράς στο σπίτι.

5.4.1.2. Καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα

Τα στοιχεία από τις ΗΠΑ σχετικά με τον αντίκτυπο των παρεμβάσεων για την προώθηση του DSR στους καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα είναι ανάμεικτα. Οι μελέτες εστίασαν στις επιπτώσεις στους λογαριασμούς, στην ανταπόκριση σε οικονομικά κίνητρα, καθώς και στην ανταπόκριση σε μη οικονομικά κίνητρα των καταναλωτών χαμηλού εισοδήματος.

Μελέτες στις ΗΠΑ έχουν δείξει ότι η επίδραση του TOU ή του CPP τιμολογίου στους λογαριασμούς καταναλωτών χαμηλού εισοδήματος τείνει να είναι θετική. Το Institute for Electric Efficiency (IEE) σε μελέτη³³ του παρατηρεί πως οι απαιτήσεις τους σε ηλεκτρικής ενέργειας τείνουν να κατανέμονται πιο ομοιόμορφα σε όλη τη διάρκεια της ημέρας. Αυτό συνεπάγεται πως πριν από οποιαδήποτε αλλαγή της συμπεριφοράς του, οι καταναλωτές μπορούν να δουν μείωση στους λογαριασμούς τους, μεταβαίνοντας από ένα σταθερής τιμής τιμολόγιο σε TOU ή CPP. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι, σε σύγκριση με τον μέσο καταναλωτή, οι καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα ήδη καταναλώνουν μεγαλύτερο ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους εκτός αιχμής, όταν δηλαδή οι τιμές είναι χαμηλότερες σε TOU ή CPP τιμολογήσεις. Επιπλέον, οι Faruqui και Palmer³⁴ μελετώντας την επίπτωση του CPP τιμολογίου στους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος διαπίστωσαν ότι το 65% των καταναλωτών με χαμηλό εισόδημα επωφελήθηκαν αμέσως από το CPP σε σχέση με ένα σταθερής τιμής τιμολόγιο, πριν καν προχωρήσουν σε οποιαδήποτε αλλαγή συμπεριφοράς.

³³ Institute for Electric Efficiency, 2010, The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers

³⁴ Faruqui and Palmer, 2011, Dynamic Pricing and Its Discontents, Regulation, Vol. 34, No. 3, p. 16, Fall 2011.

Σε διεθνείς μελέτες που εξετάζονται στην έκθεση του ΙΕΕ διαπιστώθηκε ότι γενικά τα χαμηλού εισοδήματος νοικοκυριά στις ΗΠΑ ανταποκρίνονται στα κίνητρα για μετατόπιση του φορτίου, αλλά σε μικρότερο βαθμό απ' ό τι το μέσο νοικοκυριό. Ωστόσο, τα στοιχεία είναι ανάμικτα καθώς σε ορισμένες μελέτες διαπιστώθηκε ότι η ανταπόκριση στη ζήτηση από τους καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα δεν διέφερε από εκείνη των καταναλωτών με μη χαμηλό εισόδημα. Πιθανές αιτίες είναι οι εξής:

- Χαμηλότερη συνολική χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας, άρα και πιο περιορισμένα περιθώρια για μείωση της ζήτησης³⁵.
- Τα φορτία ηλεκτρικής ενέργειας τείνουν να κατανέμονται πιο ομοιόμορφα σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, κάτι που συνεπάγεται και λιγότερη ευελιξία στην μετατόπιση των φορτίων³⁶.
- Άλλα χαρακτηριστικά των καταναλωτών. Οι καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα μπορεί να έχουν διαφορετικά πρότυπα στέγασης αλλά και διαφορετικά είδη συσκευών στην κατοχή τους, σε σχέση με τον μέσο καταναλωτή³⁷.
- Λιγότερο ισχυρά οικονομικά κίνητρα. Εάν οι καταναλωτές με χαμηλό εισόδημα λαμβάνουν ήδη κάποια έκπτωση επί της τιμής που πληρώνουν για την ηλεκτρική ενέργεια, η επίπτωση της διαφοράς τιμής με ΤΟΥ ή CPP τιμολόγιο μπορεί να είναι περιορισμένη³⁸.
- Ανταπόκριση σε τεχνολογικούς αυτοματισμούς και πληροφόρηση. Παρατηρήθηκε πως με τη χρήση αυτοματισμών όπως οι θερμοστάτες, η ανταπόκριση των καταναλωτών ήταν μεγαλύτερη απ' ό τι με απλή πληροφόρηση, σε αυτό συμβάλει και η ηλικία των συμμετεχόντων³⁹.

5.4.2. Οι επιπτώσεις μη οικονομικών κινήτρων

Σε αυτή την ενότητα, θα εξεταστούν τα στοιχεία από τον περιορισμένο αριθμό δοκιμών που βασίστηκαν μόνο σε μη-οικονομικούς δείκτες, όπως είναι η παροχή πληροφοριών.

Μελετήθηκαν πέντε έρευνες που εξέτασαν την επίπτωση από την παροχή μη οικονομικών κινήτρων. Με την εξαίρεση την EDRP, οι μελέτες στοχεύουν στη μείωση της ζήτησης κατά τη διάρκεια της κρίσιμη αιχμής. Τα αποτελέσματα που εξήχθησαν είναι ανάμικτα.

- Στο Flex Alert Campaign⁴⁵ χρησιμοποιήθηκαν τα μέσα μαζικής ενημέρωσης, συμπεριλαμβανομένων τηλεοπτικών και ραδιοφωνικών σταθμών και

³⁵ Centre for Sustainable Energy, 2010, Understanding 'High Use Low Income' Energy Consumers.

³⁶ Owen and Ward, 2007, Smart meters in Great Britain: the next steps? Paper 6: Case studies

³⁷ Freeman, Sullivan & Co., 2011, 2010 Load Impact Evaluation of Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs, Final Report

³⁸ Charles River Associates, 2005, Impact Evaluation of the California State-wide Pricing Pilot.

³⁹ Silver Spring Networks, 2011, SEDC: Consumer Engagement and Demand Response Case Study; and Raab Associates, 2011, OGE: Engaging Consumers for Demand Response

⁴⁵ Summit Blue Consulting, 2008, 2008 Flex Alert Campaign Evaluation Report.

ενημερώσεις στις ιστοσελίδες των προμηθευτές ενέργειας, για να ενθαρρύνουν τους καταναλωτές στην Καλιφόρνια για να μειώσουν τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια των γεγονότων κρίσιμης αιχμής. Αυτή η καμπάνια είχε κάποια επιτυχία, με το 37% του συνόλου των ερωτηθέντων να αναφέρουν ότι λαμβάνουν μέτρα σύμφωνα με το μήνυμα της καμπάνιας. Ωστόσο, υπήρχαν ορισμένες ενδείξεις ότι η εκστρατεία προκάλεσε σύγχυση οι καταναλωτές.

- Στην California State-Wide Pricing Pilot παρέχονταν πληροφορίες που ενθάρρυναν τους καταναλωτές να μειώσουν τη ζήτηση στις μέρες κρίσιμης αιχμής. Δεν έγινε καμία αλλαγή στα τιμολόγια αυτών των καταναλωτών αλλά τους δόθηκε εκπαιδευτικό υλικό για το πώς να μειώσουν τα φορτία κατά τη διάρκεια της περιόδου αιχμής. Οι προμηθευτές ενέργειας τους ενημέρωναν εκ των προτέρων, όπως στη CPP τιμολόγηση, για τις κρίσιμες μέρες. Αυτή η μελέτη διαπίστωσε ότι οι καταναλωτές που πήραν μέρος στην εκστρατεία πληροφόρησης και μόνο, δεν εμφάνισαν σημαντική αλλαγή στη ζήτηση αιχμής τους.
- Στην Energy Australia Trial, εξετάστηκε ο αντίκτυπος της παροχής μόνο πληροφοριών για τις περιόδους αιχμής. Διαπιστώθηκε ότι οι καταναλωτές έκαναν αλλαγές στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, αν και δεν αναφέρεται το ποσοστό.
- Στην EdF EDRP Trial, έγινε σύγκριση της επίδρασης του ΤΟΥ τιμολογίων με εκείνη της παροχής στους καταναλωτές IHD. Παρατηρήθηκε ότι η μείωση της κατανάλωσης ήταν μεγαλύτερη στο ΤΟΥ τιμολόγιο, με καθημερινή κατανάλωση αιχμής της τάξης του 96% σε σχέση με τους καταναλωτές με οθόνη IHD μόνο.
- Μια εκστρατεία ενημέρωσης πραγματοποιήθηκε επίσης στη Γαλλία, αν και δεν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για την αποτελεσματικότητά της. Σύμφωνα με το πρόγραμμα EcoWatt⁴⁶, τις πολύ κρύες ημέρες, οι καταναλωτές ειδοποιούνταν με sms ή e-mail να μειώσουν την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τους. Εννέα προειδοποιήσεις στάλθηκαν κατά τη διάρκεια του χειμώνα του 2008 και το πρόγραμμα είχε πάνω από 30.500 συνδρομητές ως την άνοιξη του 2011.

5.4.3. Αλλαγή συμπεριφοράς καταναλωτών κατά τη διάρκεια των δοκιμών

Υπάρχουν περιορισμένα στοιχεία σχετικά με το είδος των δραστηριοτήτων χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας που επιλέγουν οι καταναλωτές να μετατοπίσουν ανταποκρινόμενοι σε DSR μεθοδολογίες. Για παράδειγμα, ποιες συσκευές αποφεύγουν να χρησιμοποιούν σε ώρα αιχμής. Οι μελέτες τείνουν να αναφέρουν τη συνολική μείωση της ζήτησης αιχμής, αλλά όχι ποια φορτία επέλεξαν οι καταναλωτές να μετατοπίσουν. Εξαιρέση αποτελούν οι μεθοδολογίες με αυτοματισμούς DSR. Όπως αναφέρεται και σε προηγούμενη ενότητα, με χρήση τεχνολογικού

⁴⁶ Réseau de transport d'électricité, 2011, Generation Adequacy Report, on the electricity supply-demand balance in France

αυτοματισμού, μια συγκεκριμένη συσκευή, συνήθως κλιματισμού, προγραμματίζεται ώστε να παρέχει μια αυτοματοποιημένη λειτουργία.

Πληροφορίες σχετικά με ποιες δραστηριότητες επιλέγουν οι καταναλωτές να μετατοπίζουν ανάλογα με τα κίνητρα DSR συλλέχθηκαν κυρίως από τα στοιχεία των ερευνών. Αυτό σημαίνει ότι τα στοιχεία δεν μπορεί να αντικατοπτρίζουν πλήρως την πραγματική συμπεριφορά.

- Στην έρευνα Electricity Policy Research Group (EPRG)⁴⁷ οι συμμετέχοντες ερωτήθηκαν σχετικά με την προθυμία τους να καθυστερήσουν τη χρήση κάποιας συσκευής έως και 2 ώρες μετά τις 21:00 προσφέροντάς τους έκπτωση για την μετατόπιση της κατανάλωσης τους. Τα αποτελέσματα της έρευνας έδειξαν ότι η προθυμία μετατόπισης του χρόνου χρήσης ποικίλει, ανάλογα με τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας. το 92% των ερωτηθέντων παρακολουθούσαν τηλεόραση μεταξύ 7 και 9 μ.μ., και το 48% μαγειρεύαν. Για τις δύο αυτές δραστηριότητες, η προθυμία καθυστέρησης για μετά τις 21:00, ως απάντηση σε ένα οικονομικό κίνητρο, ήταν χαμηλή (17% των ερωτηθέντων οι οποίοι παρακολουθούσαν τηλεόραση και 1% των ερωτηθέντων που μαγειρεύαν δήλωσαν ότι θα μετατόπιζαν τη δραστηριότητά τους). Οι καταναλωτές ήταν πιο πρόθυμοι να μετατοπίσουν τη χρήση των πλυντηρίων ρούχων και πιάτων. Ωστόσο, το ποσοστό των καταναλωτών που χρησιμοποιούν αυτές τις συσκευές μεταξύ 19:00 και 21:00 ήταν χαμηλότερο (28% για τα πλυντήρια, 18% για τα πλυντήρια πιάτων).
- Στη PowerCentsDC Trial, το 60% των συμμετεχόντων στην έρευνα δήλωσαν ότι αποφεύγεται η χρήση συσκευών, το 59% δήλωσε ότι η μείωναν κατανάλωση για κλιματισμό, και το 44% είπαν ότι έσβηναν τα φώτα για να μειώσουν τη ζήτησης αιχμής.
- Στην Ontario Smart Price Pilot, οι ερωτηθέντες είπαν ότι μετατόπιζαν τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους εκτός αιχμής αλλάζοντας τον χρόνο λειτουργίας των πλυντηρίων ρούχων και πιάτων και ρυθμίζοντας τα κλιματιστικά ή τους θερμοστάτες θέρμανσης.
- Όταν διεξάγονταν η EdF Tempo Tariff⁴⁸, η κύρια μείωση της ζήτησης κατά τις ημέρες αιχμής προήλθε από τη μείωση της χρήσης της ηλεκτρικής θέρμανσης. Οι καταναλωτές είτε χρησιμοποιούσαν τζάκια ή δέχονταν χαμηλότερη θερμοκρασία.
- Στη μελέτη ETSA Utilities Trials ⁴⁹ της Αυστραλίας, οι συμμετέχοντες δήλωσαν ότι μείωναν τον κλιματισμό, η χρήση υπολογιστών και τηλεόρασης κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών περιόδων αιχμής.

⁴⁷ Platchkov, Pollitt, Reiner, and Shaorshadze, 2011, 2012 EPRG Public Opinion Survey: Policy Preferences and Energy Saving Measures.

⁴⁸ EFFLOCOM Partners, 2004, Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots.

⁴⁹ ETSA Utilities, 2010, Demand Management Program Interim Report No. 3

5.4.4. Διαχρονικότητα αποτελεσμάτων DSR παρεμβάσεων

Όπως αναφέρεται και σε προηγούμενη ενότητα, στις περισσότερες μελέτες διαπιστώθηκε ότι οι καταναλωτές ανταποκρίνονται σε οικονομικά κίνητρα για να μετατοπίσουν τη ζήτηση τους. Ωστόσο, υπάρχουν περιορισμένα στοιχεία σχετικά με το αν τα αποτελέσματα μπορούν να διατηρηθούν με την πάροδο του χρόνου, αν δεν είναι αυτοματισμούς ή άμεσο έλεγχο. Οι περισσότερες έρευνες είχαν σχετικά μικρή διάρκεια, συνήθως ένα έτος, που εμποδίζει τα συμπεράσματα για την διαχρονικότητα πέρα από μια σεζόν. Ωστόσο, στις δοκιμές που διήρκησαν μεγαλύτερο χρονικό διάστημα διαπιστώθηκε ότι γενικά η αλλαγή της καταναλωτικής συμπεριφοράς παρέμεινε.

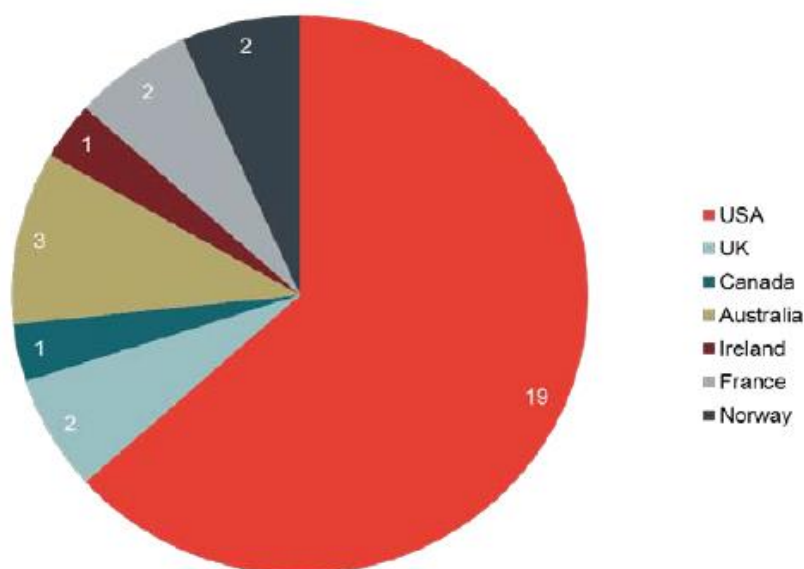
- Στη μελέτη PG&E, η μείωση του φορτίου αιχμής δεν μεταβλήθηκε για πάνω από τρία χρόνια σε ένα CPP τιμολόγιο που εφαρμόστηκε σε 25.500 καταναλωτές.
- Στην California State-Wide Pricing Pilot, δεν υπήρχε σημαντική διαφορά στο μέγεθος της μείωσης ζήτησης κατά τη διάρκεια των κρίσιμων αιχμών τα καλοκαίρια του 2003 και του 2004.
- Στην Ireland Electricity Smart Metering Trials, η μείωση της ζήτησης αιχμής ήταν υψηλότερη στο δεύτερο εξάμηνο σε σύγκριση με τους πρώτους έξι μήνες της έρευνας. Αυτό φανερώνει ότι τα φορτία που μετέθεταν αυξήθηκαν καθώς οι καταναλωτές εξοικειώνονταν με τα διαφορετικά τιμολόγια και τον τρόπο να μειώνουν τη ζήτηση αιχμής.
- Τα αποτελέσματα από την BGE Pricing Pilot, φανερώνουν ότι οι καταναλωτές ανταποκρίνονταν περισσότερο στο CPR τιμολόγιο κατά το δεύτερο έτος της μελέτης. Το ίδιο παρατηρήθηκε και για τους καταναλωτές με Energy Orb και για εκείνους με Energy Orb συνδυαστικά με άμεσο έλεγχο κλιματισμού⁵⁰. Και πάλι, η αυξημένη μετατόπιση του φορτίου με την πάροδο του χρόνου δείχνει ότι οι καταναλωτές μαθαίνουν πώς να επωφελούνται από τα μέτρα DSR.
- Ωστόσο, στην California State-Wide Pricing Pilot, η μείωση της ζήτησης αιχμής ήταν 5,9% το καλοκαίρι του 2003, και 0,6% για την ίδια περίοδο του 2004. Αν και αυτό υπονοεί μια «χαλάρωση της απόκρισης» των καταναλωτών με την πάροδο του χρόνου, το έγγραφο τονίζει ότι το μέγεθος του δείγματος ήταν μικρό.
- Οι καταναλωτές στην California automated demand response trial⁵¹ είχαν χαμηλότερη μέση μείωση ζήτησης αιχμής κατά το δεύτερο έτος της μελέτης σε σχέση με το πρώτο έτος, εφαρμόζοντας CPP τιμολόγηση συνδυαστικά με τεχνολογικό αυτοματισμό που επέτρεπε την αυτοματοποίηση συσκευών όπως μονάδες κλιματισμού.

⁵⁰ Faruqui and Palmer, Dynamic Pricing and Its Discontents, 2011, Regulation, Vol. 34, No. 3, p. 16, Fall 2011.

⁵¹ Rocky Mountain Institute, 2006, Automated Demand Response System Pilot, Final Report.

5.5. Εφαρμογή διεθνών ευρημάτων στην Ελλάδα

Οι περισσότερες από τις δοκιμές που μελετήθηκαν στην παρούσα εργασία πραγματοποιήθηκαν στις ΗΠΑ (19), και ακολουθεί η Αυστραλία (3), όπως φαίνεται και στο παρακάτω γράφημα (Γράφημα 24).



Γράφημα 23: Αριθμός δοκιμών ανά χώρα

Στην Ελλάδα δεν έχει πραγματοποιηθεί κάποια αντίστοιχη έρευνα, προς το παρόν. Ο δρόμος αναμένεται να ανοίξει μετά την υλοποίηση του προγράμματος «Πιλοτικό πρόγραμμα Τηλεμέτρησης και Διαχείρισης της Ζήτησης Παρόχων Ηλεκτρικής Ενέργειας Οικιακών και Μικρών Εμπορικών Καταναλωτών και Εφαρμογής Έξυπνων Δικτύων» που προβλέπει την εγκατάσταση 170.000 ευφυών μετρητικών διατάξεων σε Ξάνθη, Λέσβο, Λήμνο, Αγ. Ευστράτιο, Λευκάδα, Αττική και Κεντρική Μακεδονία όπως επίσης και άλλα περίπου 30.000 στην Θήρα, Κύθνο και Μήλο, που αντιστοιχούν στο 2% περίπου των μετρητών στην χώρα, με σταδιακή αντικατάσταση και των υπολοίπων ως το 2020, όπως προβλέπεται και από τις απαιτήσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ωστόσο, στην Ελλάδα οι οικιακοί καταναλωτές είναι ήδη εξοικειωμένοι με ένα είδος ΤΟΥ τιμολογίου, το «νυχτερινό». Πρόκειται για ένα τιμολόγιο διπλής χρέωσης, δηλαδή οι καταναλώσεις που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του 24ώρου, χρεώνονται με διαφορετικές τιμές, την τιμή του απλού οικιακού τιμολογίου στις ώρες χρέωσης “Ημέρας” και με μειωμένη τιμή “Νύχτας” στις ώρες μειωμένης χρέωσης.

Οι διαφορές στις τοπικές συνθήκες, στις μελέτες, είναι βέβαιο ότι επηρεάζουν την εφαρμογή των ευρημάτων στη Ελλάδα. Ειδικότερα, οι παρακάτω κατηγορίες συμβάλλουν σε μεγάλο βαθμό.

- Είδη συσκευών: Οι συσκευές που χρησιμοποιούν οι καταναλωτές θα έχουν επίδραση στην αναλογία του ευέλικτου ηλεκτρικού φορτίου, δηλαδή αυτό που δύναται να μετατοπιστεί. Μεγάλο μέρος του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας των νοικοκυριών μπορεί να είναι σχετικά ανελαστικό, για παράδειγμα, το φορτίο που σχετίζεται με το φωτισμό, το μαγείρεμα και καταναλωτικά ηλεκτρονικά προϊόντα, όπως τηλεοράσεις. Μπορεί να υπάρχει μεγαλύτερη ευελιξία, ή δυνατότητα αυτοματοποίησης της λειτουργίας τους, σε άλλες συσκευές, όπως κλιματιστικά ή ηλεκτρική θέρμανση. Κλιματικοί και πολιτιστικοί παράγοντες επηρεάζουν σημαντικά την διείσδυση του κλιματιστικού από χώρα σε χώρα. Το ποσοστό χρήσης ηλεκτρικής θέρμανσης, επίσης, συνήθως οφείλεται σε παράγοντες όπως η διαθεσιμότητα των άλλων καυσίμων για θέρμανση των νοικοκυριών, συμπεριλαμβανομένου του πετρελαίου και του φυσικού αερίου. Τα επίπεδα διείσδυσης των ηλεκτρικών συστημάτων θέρμανσης και κλιματιστικού στους οικιακούς καταναλωτές βρίσκονται υψηλά επίπεδα στην Ελλάδα, ιδίως τα τελευταία έτη.
- Είδη κατοικιών. Για παράδειγμα, η καλύτερη μόνωση στα σπίτια μπορεί να διευκολύνει τη μεγαλύτερη ευελιξία συσκευών για τη θέρμανση και την ψύξη.
- Πολιτιστικοί παράγοντες. Για παράδειγμα, σε ορισμένες χώρες, οι καταναλωτές έχουν εξοικειωθεί με το να έχουν ελεγχόμενο φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις περιόδους αιχμής. Η χρήση των συσκευών ευρείας κατανάλωσης, όπως τηλεοράσεις και Η/Υ μπορεί επίσης να διαφέρουν από χώρα σε χώρα λόγω πολιτιστικών παραγόντων.
- Οικονομικές συνθήκες. Οι διαφορές μεταξύ του μέσου εισοδήματος και της μέσης τιμής της ενέργειας μπορεί να επηρεάσουν την ευαισθησία των καταναλωτών. Όταν οι οικονομικές συνθήκες είναι δύσκολες, για παράδειγμα κατά τη διάρκεια μιας ύφεσης, οι άνθρωποι μπορεί να έχουν περισσότερα κίνητρα για εξοικονόμηση χρημάτων.

Λίγες πληροφορίες είναι διαθέσιμες σχετικά με αυτές τα συγκεκριμένα τοπικά χαρακτηριστικά (με την εξαίρεση τα είδη συσκευών, που αναλύονται παρακάτω), στις μελέτες που εξετάστηκαν. Ωστόσο, με εξαίρεση τα αποτελέσματα για τα CPP και CPR τιμολόγια, κάθε ένα από τα βασικά ευρήματα εμφανίζονται σε δοκιμές διαφόρων χώρων.

Ο τομέας όπου είναι διαθέσιμες συγκεκριμένες τοπικές πληροφορίες είναι σχετικά με τα είδη των συσκευών που χρησιμοποιούνται. Είναι σαφές ότι πολλές από τις μελέτες διεξήχθησαν σε περιοχές με υψηλή διείσδυση των κλιματιστικών, όπως και στην Ελλάδα. Δυο είναι τα βασικά χαρακτηριστικά της χρήσης κλιματιστικών, το σημαντικό ηλεκτρικό τους φορτίο και το γεγονός ότι μπορεί να καθίσταται ευέλικτο, κυρίως με τη χρήση αυτοματισμών όπως οι θερμοστάτες, χωρίς να επηρεάζεται ιδιαίτερα το επίπεδο άνεσης.

Επίσης, οδεύοντας σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, κατά τις επόμενες δεκαετίες είναι πιθανό να επέλθει αύξηση των ηλεκτρικών οχημάτων. Τα περιορισμένα διαθέσιμα στοιχεία από τις μελέτες, δείχνουν ότι οι χρήστες των ηλεκτρικών οχημάτων τείνουν να φορτίζουν τα οχήματά τους τη νύχτα και όχι σε περίοδο αιχμής ζήτησης.

Είναι σαφές ότι έλλειψη δοκίμων στον ελλαδικό χώρο και λόγω των σχετικά ανάμεικτων ευρημάτων από τις διεθνείς έρευνες δεν γίνεται να εξαχθούν ασφαλή θεωρητικά συμπεράσμα από την εφαρμογή αντίστοιχων μέτρων στην Ελλάδα. Έτσι, περαιτέρω ερευνητική δραστηριότητα στον τομέα αυτό κρίνεται απαραίτητη.

6. Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία έγινε προσπάθεια αξιολόγησης των επιπτώσεων των τεχνικών διαχείρισης ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας αρχικά στους οικιακούς καταναλωτές και κατ' επέκταση στο σύστημα της ηλεκτροπαραγωγής.

6.1. Αντίδραση Οικιακών καταναλωτών

Με βάση την συγκριτική αξιολόγηση δοκίμων που έχουν λάβει μέρος στη διεθνή κοινότητα, συμπεραίνονται τα εξής.

- ❖ Οι οικιακοί καταναλωτές είναι πρόθυμοι να μεταβάλουν τη ζήτηση τους ανταποκρινόμενοι σε μεταβολές της τιμής της ενέργειας (π.χ. υψηλές τιμές σε περίοδο αιχμής της ζήτησης) είτε λαμβάνοντας εκπτώσεις, είτε απλά μειώνοντας τη ζήτηση προκειμένου να εξοικονομήσουν χρήματα, όντας ενήμεροι για το επίπεδο στο οποίο πρόκειται να κυμανθούν οι τιμές.
- ❖ Οι διαδικασίες αυτοματοποίησης της απόκρισης του οικιακού φορτίου παρέχουν καλύτερα αποτελέσματα όπου εφαρμόζονται. Η κατανάλωση οικιακών συσκευών που μπορούν να ανταποκριθούν αυτόματα (π.χ. με θερμοστάτες) στις απαιτήσεις των τεχνικών της διαχείρισης της ζήτησης, οδηγεί σε πιο αξιόπιστη μετατόπιση του φορτίου.
- ❖ Η ενημέρωση των καταναλωτών είναι παράγοντας που επηρεάζει θετικά την απόκριση της ζήτησης. Όταν παρέχεται έγκυρη και έγκαιρη πληροφόρηση, είτε μέσω ενημερωτικών φυλλαδίων, είτε μέσω έξυπνων μετρητών, ο καταναλωτής έχει ισχυρότερο κίνητρο για να ανταποκριθεί και μάλιστα οι αλλαγές να έχουν και διάρκεια προκαλώντας αλλαγή στις καταναλωτικές του συνήθειες μελλοντικά.
- ❖ Τέλος, δίνοντας τη δυνατότητα στους καταναλωτές να εκφράσουν τη γνώμη τους για τα προγράμματα και τα επίπεδα της τιμολόγησης, προκύπτουν επίσης πιο ενθαρρυντικά αποτελέσματα, που συμβάλλουν στην βελτίωση των μεθοδολογιών.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προγραμμάτων, η ζήτηση μειώνεται κατά την εφαρμογή τιμολόγησης βάσει της ώρας χρήσης (Time of Use - TOU), τιμολόγησης κρίσιμης αιχμής (Critical Peak Price - CPP) και έκπτωσης κρίσιμης αιχμής (Critical Peak Rebate - CPR). Οι δύο τελευταίες κατηγορίες μπορεί να εφαρμόζονται παράλληλα με τιμολόγηση TOU. Δηλαδή, ενώ οι καταναλωτές καλούνται να μειώσουν την κατανάλωση στις ώρες αιχμής, σε περίπτωση μιας κρίσιμης αιχμής είναι ακόμα πιο έντονη η παρότρυνση για μείωση της κατανάλωσης. Συγκρίνοντας τις παραπάνω μεθόδους, παρατηρήθηκε ότι τις ώρες εφαρμογής των μεθόδων κρίσιμης αιχμής, η μείωση του φορτίου είναι μεγαλύτερη συγκρινόμενη με απλή μέθοδο TOU. Οι καταναλωτές προτιμούν να αλλάζουν τις συνήθειες τους περιστασιακά κι όταν

κρίνεται απολύτως αναγκαίο κι όχι σε τακτική βάση. Επίσης, είναι πιθανότερο να μειώσουν την κατανάλωση όταν δέχονται ισχυρή παρότρυνση για μετάθεση του φορτίου όπως γίνεται στις μεθόδους CPP/CPR.

Ωστόσο ορισμένα από τα ευρήματα των δοκιμαστικών προγραμμάτων χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης καθώς δεν έχουν εξακριβωθεί από πού πηγάζουν. Πιο συγκεκριμένα, ενώ παρατηρήθηκαν διαφορές στην απόκριση της ζήτησης από τους καταναλωτές με χαμηλότερο εισόδημα, δεν είναι σαφείς οι λόγοι που τις προκαλούν. Επιπλέον, οι δοκιμές της μεθόδου τιμολόγησης σε πραγματικό χρόνο (Real Time Pricing - RTP) δεν έχουν δώσει αποτελέσματα που μπορούν να γενικευθούν για όλες τις αγορές. Εν τέλει, σε δοκιμές όπου δεν υπάρχει αυτοματοποίηση της απόκρισης ζήτησης κι απουσιάζει ο άμεσος έλεγχος από το διαχειριστή του δικτύου είναι αμφίβολο το διάστημα για το οποίο η διαχείριση της ζήτησης παράγει σταθερά αποτελέσματα.

6.2. Οφέλη οικιακών καταναλωτών

Γενικότερα, οι καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα διαχείρισης ζήτησης μπορούν να αναμένουν εξοικονόμηση χρημάτων από τους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος μειώνοντας την κατανάλωσή τους σε περιόδους αιχμής, ή μετατοπίζοντάς την σε περιόδους εκτός αιχμής, χωρίς αυτό να προκαλέσει αύξηση του λογαριασμού τους. Επιπλέον καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα βασισμένα σε κίνητρα λαμβάνουν πληρωμές ανάλογα με τις επιδόσεις τους και τους όρους των συμβολαίων που έχουν υπογράψει.

Επίσης, με τη συμμετοχή τους σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης, οι καταναλωτές συμβάλλουν στη μείωση του κινδύνου για ξαφνικές διακοπές στην τροφοδοσία. Έτσι, ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει περισσότερες επιλογές και πόρους για να διατηρήσει σε υψηλά επίπεδα την αξιοπιστία του δικτύου και οι καταναλωτές απολαμβάνουν καλύτερη ποιότητα υπηρεσιών.

6.3. Οφέλη στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Οφέλη από την εφαρμογή των προγραμμάτων DR δεν προκύπτουν μόνο για τους συμμετέχοντες αλλά και για όλη την αγορά ΗΕ. Μια συνολική μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται λόγω της αποτελεσματικότερης χρήσης των διαθέσιμων υποδομών αλλά και της αποφυγής ή της μετάθεσης της κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής. Η αποφυγή κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής αλλά και η αποφυγή χρήσης των ήδη υπαρχόντων κατά τις ώρες αιχμής, σε συνδυασμό με τη μετατόπιση της κατανάλωσης σε περιόδους εκτός αιχμής οδηγεί και σε επιπλέον μείωση εκπομπών αερίων.

Όσον αφορά τους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας, με τη βελτίωση της αξιοπιστίας αποφεύγουν της οικονομικές ζημιές που θα υπήρχαν σε περίπτωση μιας διακοπής. Η διαχείριση ζήτησης μπορεί επίσης να αντικαταστήσει ένα ποσοστό της στρεφόμενης εφεδρείας που χρησιμοποιείται για την αντιμετώπιση απότομων μεταβολών του φορτίου ή απροσδόκητη απώλεια κάποιας γεννήτριας.

Επιπλέον, ενισχύεται η απόδοση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αφού οι συμμετέχοντες στα προγράμματα έχουν την δυνατότητα να επηρεάσουν την αγορά και τις τιμές του ηλεκτρισμού κάνοντας τη ζήτηση περισσότερο ελαστική. Μειώνοντας την κατανάλωση ΗΕ σε ώρες αιχμής αποτρέπουν τις εταιρείες παροχής ηλεκτρισμού να αυξήσουν τις τιμές σημαντικά άνω του κόστους παραγωγής. Μικρή μείωση στη ζήτηση ΗΕ κατά τη διάρκεια της εφαρμογής ενός τέτοιου προγράμματος σε ώρες αιχμής μπορεί να επιφέρει μεγάλη μείωση στο κόστος παραγωγής και κατά συνέπεια, σημαντική πτώση στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά τα οφέλη των εμπλεκόμενων από τη συμμετοχή τους σε προγράμματα απόκρισης της ζήτησης.

Πίνακας 10: Οφέλη εμπλεκόμενων από προγράμματα απόκρισης της ζήτησης

Είδος οφέλους	Αποδέκτης οφέλους	Όφελος		Περιγραφή
Άμεσο	Καταναλωτές σε πρόγραμμα DSR	Οικονομικά οφέλη		Εξοικονόμηση στους λογαριασμούς
		Οφέλη αξιοπιστίας		Πληρωμές βασισμένες σε προγράμματα κινήτρων
Έμμεσο	Μέρος ή σύνολο καταναλωτών	Επίδραση στην αγορά	Βραχυπροθέσμο	Αποδοτική μείωση οριακού κόστους κατά την διάρκεια γεγονότων αιχμής
			Μακροπρόθεσμο	Επίδραση στις απαιτήσεις του συστήματος
		Οφέλη αξιοπιστίας		Αποφυγή ή αναβολή αναβάθμισης Δίκτυο Διανομής και Σύστημα Μεταφοράς
				Μειωμένη ανάγκη παρέμβασης στην αγορά
Άλλα	<ul style="list-style-type: none"> Μέρος ή σύνολο καταναλωτών Διαχειριστής δικτύου 	Ισχυρότερη λιανική αγορά		Μειωμένη πιθανότητα και συνέπειες διακοπών
		Βελτιωμένες επιλογές		Διάθεση πόρων για διατήρηση αξιοπιστίας
		Περιβαλλοντικά οφέλη		Προγράμματα που παρέχουν καινοτομία και ανταγωνισμό στην λιανική αγορά
		Ενεργειακή ανεξαρτησία - ασφάλεια		Δυνατότητα διαχείρισης ενεργειακού κόστους από τους καταναλωτές
				Μείωση εκπομπών αερίων από ρυπογόνες μονάδες σε ώρες αιχμής
				Αποδοτικότερη διαχείριση πόρων και αποφυγή εξωτερικής παροχής

Βιβλιογραφία

- Abdulah, M. M., and Dwolatzky, B., (2010). "Demand-side energy management performed using direct feedback via mobile systems: Enables utilities to deploy consumer based demand response programs", in 2010 IEEE International Energy Conference and Exhibition, Manama, Bahrain.
- AEIC - Association of Edison Illuminating Companies, (2009). Demand Response Measurement & Verification. U.S.A.
- Allcott, H., (2009). Real time pricing and electricity markets". Technical report, Harvard University
- Andersen, M., Grenaa Jensen, S., Larsen, V., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K., (2006). "Analyses of demand response in Denmark". Ea Energy Analyses, Copenhagen.
- Barbose, G., Goldman, C., Bharvirkar, R., Hopper, N., and Ting, M., (2005). "Real time pricing as a default or optional service for commercial and industrial customers: a comparative analysis of eight case studies". Technical Report Paper LBNL-57661, Lawrence Berkeley National Laboratory
- Bloustein, E., (2005). "Assessment of Customer Response to Real Time Pricing". School of Planning and Public Policy, Rutgers —The State University of New Jersey, U.S.A.
- Borenstein, S., (2004). «The Long-Run Effects of Real-Time Electricity Pricing». Technical report, University of California Energy Institute.
- Borenstein, S., (2005). "Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice," in Griffin and Puller, eds., Electricity Deregulation: Choices and Challenges, Chicago: University of Chicago Press.
- Borenstein, S., (2006). «Customer risk from real-time retail electricity pricing: Bill volatility and hedgability. Technical Report, Center for the Study of Energy Markets (CSEM), University of California Energy Institute, U.S.A.
- Borenstein, S., (2009). "To What Electricity Price Do Consumers Respond? Residential Demand Elasticity under Increasing-Block Pricing". Technical report, University of California Energy Institute.
- Borenstein, S., and Holland, S.P., (2003). "Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets with and without Time-Varying Retail Prices". Technical report CSEM WP 106R, University of California Energy Institute.

- Borenstein, S., Jaske, M., and Rosenfeld, A., (2002). "Dynamic pricing, advanced metering and demand response in electricity markets". Technical report, University of California Energy Institute.
- Boyle, S., (1996). «DSM progress and lessons in the global context», *Energy Policy*, vol. 24, 1996.
- Braithwait, S., Hansen, D., O'Sheasy, M., (2007). "Retail electricity pricing and rate design in evolving markets" Technical report, Edison Electric Institute.
- Caves, D., Eakin, K. and Faruqui, A., (2000). «Mitigating Price Spikes in Wholesale Markets Through Market Based Pricing in Retail Markets». *The Electricity Journal* 13(3), p. 13–23.
- Caves, D.W., Herriges, J.A., and Kuester, K.A., (1989). "Load shifting under voluntary residential time-of-use rates" *The Energy Journal* 10(4), pp. 83-100.
- Centre for Sustainable Energy, (2010). "Understanding 'High Use Low Income' Energy Consumers".
- Chao, H., (2010). "Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World," *The Electricity Journal* 23(1): 7-20.
- Charles River Associates (CRA), (2005). "Primer on Demand-Side Management with an Emphasis on Price-Responsive Programs". Prepared for The World Bank Oakland, California.
- Charles River Associates, (2005). "Impact Evaluation of the California State-wide Pricing Pilot".
- Collier, S. E., (2010). "Ten steps to a smarter grid" *Industry Applications Magazine*, IEEE vol. 16. p. 62-68.
- Commission for Energy Regulation, (2011). "Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report".
- Doucet, J.A., and Kleit, A., (2003). "Metering in Electricity Markets: When is More Better?" *Markets, Pricing, and Deregulation of Utilities*. Kluwer Academic Publisher.
- EI-AEIC-UTC, (2011). "Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective". Edison Electric Institute, USA.
- EFFLOCOM Partners, (2004). "Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots"
- eMeter Strategic Consulting, (2010). "PowerCentsDC Program Final Report"

- Energy Market Consulting Associates, (2009). "Smart Meter Consumer Impact: Initial Analysis"
- ETSA Utilities, (2010). "Demand Management Program Interim Report No. 3"
- European Renewable Energy Council (EREC), Greenpeace International, (2009): "Renewables 24/7: Infrastructure Needed To Save The Climate". Published by Greenpeace International.
- European Union – E.U., (2012). «Σύσταση της Επιτροπής σχετικά με τις προετοιμασίες για την εμπορική εξάπλωση των έξυπνων συστημάτων μέτρησης (2012/148/ΕΕ)» Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ελληνική έκδοση).
- Fangxing., L., Wei, Q., Hongbin, S., Hui, W., Jianhui, W., Yan, X., Zhao, X., and Pei, Z., (2010). "Smart Transmission Grid: Vision and Framework". IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 2.
- Faruqui and George, (2003). "Demise of PSE's ToU Program imparts lessons"
- Faruqui and Palmer, (2011). "Dynamic Pricing and Its Discontents", Regulation, Vol. 34, No. 3, p. 16, Fall 2011.
- Faruqui and Sergici (The Brattle Group), (2009). "BGE's Smart Energy Pricing Pilot", Summer 2008 Impact Evaluation
- Faruqui and Sergici (The Brattle Group), (2009). "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence"
- Faruqui, A. and George, S.S., (2002). "The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets". The Electricity Journal, Elsevier Science Inc, vol. 15, p. 45-55.
- Faruqui, A., (2010). "The ethics of dynamic pricing". Electricity Journal 23(6): 13–27.
- Faruqui, A., (2010). Demand Response & Energy Efficiency: The Long View. Goldman Sachs Tenth Annual Power and Utility Conference. New York City.
- Faruqui, A., George, S.S., (2002). The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets. The Electricity Journal.
- Faruqui, A., Hledik, R., Wikler, G., Ghosh, D., Priyjanonda, J., and Dayal, N., (2011). Bringing Demand-side Management to the Kingdom of Saudi Arabia: Final Report. The Brattle Group.
- Faruqui, and Palmer, (2012). "The Discovery of Price Responsiveness- A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity". Unpublished paper submitted to the EDI Quarterly

- Faruqui, A., Hledik, R. and Tsoukalis, J., (2009). "The power of dynamic pricing". Demand Response Research Center (DRRC), Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Faruqui, A., Hughes, J. and Mauldin, M., (2002). "RTP in California: R&D Issues and Needs" report prepared by the Electric Power Research Institute for the California Energy Commission
- Federal Energy Regulatory Commission – FERC, (2006). "Assessment of demand response and advanced metering" Staff Report AD-06-2-000, Department of energy, USA.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC), (2008). "Assessment of demand response and advanced metering", Staff Report. U.S. Department of energy, Washington D.C.
- Freeman, Sullivan & Co., (2011), "Southern California Edison's 2010 Demand Response Load Impact Evaluations Portfolio Summary"
- Gellera, H., Harringtonb, P., Rosenfeldd, A. H., Tanishimad, S. and Unanderd, F., (2006). «Policies for increasing energy efficiency: Thirty years of experience in OECD countries», Energy Policy, vol. 34.
- Gellings, C.W., (2009). "The Smart Grid: Enabling Energy E-science and Demand Response". The Fairmont Press
- Goldberg, M., (2010). «Measure twice, cut once». Power and Energy Magazine, IEEE 8(3), pp. 46 – 54.
- Goldman, C., Hopper, N., Bhavirkar, R., Neenan, B., Boisvert, D., and Cappers, P., (2005). "Customer strategies for responding to day-ahead market hourly electricity pricing". Technical Report Paper LBNL-57128, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Goldman, C., Reid, M., Levy, R. and Silverstein, A., (2010). "Coordination of Energy Efficiency and Demand Response". United States Environmental Protection Agency.
- Grattieri, W., (2006). "Demand side management priorities in Italy". Proceedings of load management & demand response programmes, London, UK.
- Hammerstrom, (2007). "Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects, Part I". Olympic Peninsula Project.
- Hirst, E. and Kirby, B., (2001). "Retail-load participation in competitive wholesale electricity markets". Project for Sustainable FERC Energy Policy, Edison Electric Institute.
- Hirst, E., (2002). «The financial and physical insurance benefits of price-responsive demand. The Electricity Journal 15(4), pp. 66 – 73
- Holland, S.P., and Mansur, E.T., (2006). "The short-run effects of time-varying prices in competitive electricity markets". Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper Series, University of California Energy Institute, U.S.A.

- IBM Global Business Services, eMeter Strategic Consulting, (2007). "Ontario Energy Board Smart Price Pilot: Final Report" Technical report, Ontario Energy Board.
- IIEC - International Institute for Energy Conservation, (2006). Demand side management - Best practices guidebook for pacific island power utilities. The United Nations Department of Economic and Social Affairs (UNDESA), U.S.A.
- Institute for Electric Efficiency, (2010). "The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers"
- Jongejan, A., Katzman, B., Leahy, T., and Michelin, M., (2010). "Dynamic Pricing Tariffs for DTE's Residential Electricity Customers"
- Kärkkäinen, S., (2006). "Demand Response activities in Finland". DR Workshop Copenhagen, VTT, Denmark.
- Kiliccote, S., Piette, M. A., (2005). Advanced Control Technologies and Strategies Linking Demand Response and Energy Efficiency. 5th International Conference on Enhanced Building Operations, Pittsburgh.
- Kiliccote, S., Piette, M. A., Watson, D. S., Hughes, G., (2006). Dynamic Controls for Energy Efficiency and Demand Response: Framework Concepts and a New Construction Study Case in New York. Lawrence Berkeley National Laboratory, California.
- Kirschen, D. S., (2003). "Demand-side view of electricity markets" Power Systems, IEEE Transactions, vol. 18, no. 2, pp. 520-527
- Lijesen, M. G. (2007). «The real-time elasticity of electricity». Energy Economics - ENERGY ECONOMICS, vol. 29. no. 2, pp. 249-258.
- Lima, C., (2010). "Enabling a Smarter Grid: Smart Grid Communications". Smart Grid Series, Silicon Valley.
- Malik, A. S., (2007). «Impact on power planning due to demand-side management (DSM) in commercial and government sectors with rebound effect—A case study of central grid of Oman», Energy, vol. 32.
- Marris, E., (2008). "Energy: Upgrading the grid". Nature, vol. 454, p. 570–573.
- Mert et al, (2008). "Consumer acceptance of smart appliances"
- National Institute of Standards and Technology – NIST, (2010). "NIST Special Publication 1108 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0". Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability. U.S. Department of Commerce.
- Owen, G., Ward, J., (2007). "Smart meters in Great Britain: the next steps?" Paper 6: Case studies. Sustainability First, London.

- Owen, G., Ward, J., (2010). "Smart Tariffs and Household Demand Response for Great Britain". Sustainability First, London.
- Parrondo, Y. M., (2011). "Smart Meters: Basic Elements in the Development of Smart Grids". Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering.
- Platchkov, Pollitt, Reiner and Shaorshadze, (2011). "2012 EPRG Public Opinion Survey: Policy Preferences and Energy Saving Measures"
- Rahimi, F. and Ipakchi, A., (2010). "Demand response as a market resource under the smart grid paradigm". Smart Grid, IEEE Transactions on, vol.1, no.1, pp. 82-88.
- Réseau de transport d'électricité, (2011). "Generation Adequacy Report, on the electricity supply-demand balance in France"
- RLW Analytics for Corporate Planning AmerenUE, (2006). "Ameren UE Residential ToU Pilot Study, Load Research Analysis - 2005 Program Results"
- Rocky Mountain Institute, (2006). "Automated Demand Response System Pilot, Final Report"
- Saini, S., (2004). «Conservation v. generation: The significance of Demand-Side Management (DSM), its tools and techniques», Refocus, vol. 5.
- Sajjad, I.A., Chicco, G., Aziz, M. and Rasool, A., (2014). "Potential of residential demand flexibility - Italian scenario". 11th International Multi Conference on Systems, Signals and Devices. IEEE, 2014.
- Sergici, S. and Faruqui, A., (2011). "Dynamic Pricing: Past, Present, and Future". The Brattle Group, Inc., USA.
- Silver Spring Networks, (2011). "SEDC: Consumer Engagement and Demand Response Case Study"; and Raab Associates, (2011). "OGE: Engaging Consumers for Demand Response"
- Stavrogiannis, L. C., (2010). "Electricity Tariff Design and Implementation for the Smart Grid," Master Thesis, Electronics and Computer Science Department, University of Southampton.
- Summit Blue Consulting, (2007). "Final Report for the myPower Pricing Segments Evaluation"
- Summit Blue Consulting, (2008). "2008 Flex Alert Campaign Evaluation Report"
- Tan, Y., Kirschen, D., (2007). "Classification of Control for Demand-side Participation", University of Manchester.

- Torriti, J., Hassan, M. G., Leach, M., (2009). "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation". Centre for Environmental Strategy, University of Surrey, Guildford, UK.
- Turvey, R., (2003). "Ensuring adequate generation capacity". Utilities Policy, vol. 11.
- Tversky and Kahneman, (1991). "Loss Aversion in Riskless Choice: A Reference-Dependent Model". The Quarterly Journal of Economics, Vol. 106, No. 4, pp. 1039-1061
- U.S. Department of Energy (DOE), (2006). "Benefits of Demand Response and Recommendations", Report to the US Congress.
- Vaasa ett, (2011). "The Potential of Smart Meter Enabled Programs to Increase Energy and Systems Efficiency: A Mass Pilot Comparison; Short name: Empower Demand
- Vasconcelos, J., (2008). "Survey of regulatory and technical development concerning smart metering in the European Union electricity market". Florence School of Regulation, RSCAS Policy Paper 2008/01. Florence: European University Institute.
- Wissner, M., (2011). "The Smart Grid—A saucerful of secrets?" Applied Energy vol. 88.7 p. 2509-2518.
- Wolak, F.A., (2001). "Designing a Competitive Wholesale Market that Benefits Consumers". Department of Economics, Stanford University.
- Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΑΔΜΗΕ, (2014). «Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ & ΣΗΕ)». Έκδοση 2.3.
- Ευρωπαϊκή Επιτροπή (ΕΕ), (2014). «Η πρόοδος προς την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας». Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, ο Συμβούλιο, ην Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών, Βρυξέλλες, Βέλγιο.
- ΛΑΓΗΕ, (2013). «Εγχειρίδιο: Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΚΣΗΕ)». Έκδοση 2.0
- ΛΑΓΗΕ, (2013). «Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ)», Σχέδιο Β/2.0
- ΛΑΓΗΕ, (2015). «Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ - Απρίλιος 2015»
- Παναπακίδης, Ι., Τσιαντούλας, Ν., (2012). Διαχείριση της ηλεκτρικής ζήτησης: Προκλήσεις και πλεονεκτήματα. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος, Τμήμα Κεντρικής Μακεδονίας, Θεσσαλονίκη.
- Περράκης, Κ., (2012). «Σχεδιασμός και διαχείριση ενεργειακών συστημάτων». Σημειώσεις μαθήματος. Μ.Π.Σ. Συστήματα διαχείρισης ενέργειας και προστασίας περιβάλλοντος, ΠΑ.ΠΕΙ. & Ε.Μ.Π.

Ηλεκτρονικές σελίδες στο διαδίκτυο

[European Technology Platform for Electricity Networks of the Future - ETP SmartGrids](#)

[Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, U.S. Department of Energy - OE](#)

[Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΑΔΜΗΕ](#)

[Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΔΕΔΔΗΕ](#)

[Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΛΑΓΗΕ](#)

[Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας - ΡΑΕ](#)

Παράρτημα

Λίστα δοκίμων που εξετάστηκαν:

1.	BGE Smart Energy Pricing Pilot (2008)	- 115 -
2.	California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	- 117 -
3.	CL&P Plan it Wise Pilot (2009)	- 120 -
4.	Energy Australia (2006-2008) and Integral Energy Trial (2006-2008)	- 123 -
5.	ETSA Utilities Trial (2005-2010)	- 125 -
6.	Ireland Electricity Smart Metering Customer Behavior Trials (2009-2010)	- 127 -
7.	LIPA Edge (2001-2003)	- 129 -
8.	Norway DSR Pilot Study (2010)	- 131 -
9.	Ontario Energy Board Smart Price Pilot (2006-2007).....	- 133 -
10.	Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs (2008-2010).....	- 137 -
11.	PowerCentsDC Trial (2008-2009)	- 139 -
12.	Flex Alert Campaign (2008)	- 142 -
13.	myPower Pricing Segments Trial (2006-2007)	- 145 -
14.	Silver Spring/ OG&E Trial (2010)	- 147 -
15.	EDRP Trials (2007-2010)	- 149 -
16.	Norway ToU and Direct Control Trial (2001-2004).....	- 152 -
17.	Northern Ireland Powershift trial (2003-2004)	- 153 -
18.	EcoWatt DSR Programme, Brittany and the Provence-Alps-Côte D'Azur Region	- 155 -
19.	EdF Tempo tariff	- 157 -
20.	Southern California Edison direct control measures (2010)	- 159 -
21.	Illinois real-time pricing trial.....	- 161 -
22.	Pacific Northwest Gridwise Trial	- 162 -
23.	Anaheim Critical Peak Rebate Trial	- 164 -
24.	California Automated Demand Response Trial	- 165 -
25.	Xcel Energy ToU Trial.....	- 166 -
26.	Florida Gulf Power Select Programme	- 168 -
27.	Idaho DSR trial	- 170 -
28.	Missouri CPP trial.....	- 172 -
29.	PSE's ToU trial.....	- 174 -

1. BGE Smart Energy Pricing Pilot (2008)

Overview	
Title of study:	BGE's Smart Energy Pricing Pilot, Summer 2008 Impact Evaluation
Author(s):	Ahmad Faruqui and Sanem Sergici
Date:	April 28, 2009
Source:	http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BGEPilots_SE_P_Summer_2008_Report_(05_05_09).pdf
Categorisation	
Country/region :	Baltimore, USA
Period covered:	June 1 2008-September 30 2008
Sample size:	1375 residential consumers (of which 354 consumers constituted a control group).
Consumer categorisation:	-
	<p>The following pricing structures were tested.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dynamic peak pricing; • Critical peak pricing; • Peak time rebate with a low rebate level; and • Peak time rebate with a high rebate level. <p>These schemes were overlaid on a two-period time-of-use (ToU) tariff.</p> <p>Twelve critical peaks were called during the period, and each lasted for the duration of the usual daily peak period. Consumers were notified about the critical peak a day in advance.</p>
Incentives for participation	<p>All consumers (including the control group) received \$25 upon completion of an appliance survey half-way through the pilot, and consumers on the tariffs being trialled received \$25 for completing a survey at the end of the programme.</p> <p>For dynamic peak pricing consumers, non-critical-peak rates were adjusted in order to make the scheme revenue neutral.</p>
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>If the consumer did not already have a meter that could record electricity usage in 15 minute intervals, then this was installed.</p> <p>Some consumers received an in-home display (an "Energy Orb," which displayed different colours to signal off-peak, peak and critical-peak hours).</p> <p>Some consumers (all of whom had received the Energy Orb) also received a switch for cycling central air conditioners. The energy supplier (Baltimore Gas & Electric Company, BGE) used this switch to reduce typical air conditioning usage by 50% during critical peaks for these consumers.</p> <p>Consumers were able to access information about the relevant pricing programme online. Rebate consumers received a savings report after critical</p>

	peak events that outlined their savings during the programme overall, and for the past critical event. Critical peak pricing consumers received a monthly savings report.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Summary of results	
Assumptions:	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Load reductions during critical peaks ranged between 18% and 33% (significant at the 5% level).</p> <p>With the Energy Orb, load reductions were 23%-27%. With the Energy Orb and central air conditioner switch, load reductions were 29%-33%.</p> <p>The elasticity of substitution for the critical peak pricing and critical peak rebate schemes were not found to be significantly different.</p> <p>On non-critical days, load reductions were 1.8% for dynamic peak pricing alone, and 4.4% where dynamic peak pricing, and the Energy Orb and air conditioner switch were used.</p> <p>Housing/appliances: Central air conditioning ownership did not significantly affect substitution away from critical peak electricity usage.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	<p>Peak period demand reductions were higher for consumers with Energy Orbs and air conditioner switches:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 33% for consumers on the CPP tariff compared to 20% for consumers without Energy Orbs or air conditioner cycling switches. • 33% for the high CPR rate, compared to 27% for consumers on the same rate with Energy Orbs only. • 29% for the low CPR rate, compared to 23% for consumers on the same rate with Energy Orbs only.
How important was automation?	<p>Peak period demand reductions were higher for consumers with Energy Orbs and air conditioner switches:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 33% for consumers on the CPP tariff compared to 20% for consumers without Energy Orbs or air conditioner cycling switches.

	<ul style="list-style-type: none"> • 33% for the high CPR rate, compared to 27% for consumers on the same rate with Energy Orbs only. • 29% for the low CPR rate, compared to 23% for consumers on the same rate with Energy Orbs only. <p>The elasticity of substitution away from electricity usage on critical peak days was:</p> <ul style="list-style-type: none"> • lower for multi-family home residences; • higher for those with a college education or higher; • higher for those with a pool; and • higher for those with income above \$75k.
Did different consumers behave differently?	These figures were partially based on survey evidence. 20% of consumers did not respond to the survey, so these figures are not for the full sample.
Are the results consistent over time?	The trial ran for one summer only.

2. California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)

Overview	
Title of study:	Impact Evaluation of the California State-wide Pricing Pilot
Author(s):	Charles River Associates
Date:	March 16 2005
Source:	http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/pricing/cra_2005_impact_eval_ca_pricing_pilot.pdf
Categorisation	
Country/region:	California, USA Participants were drawn from four climate zones. 48% of the population lived in zone 2, 30% in zone 3, 12% in zone 1, and 10% in zone 4. These zones had average peak period weekday temperatures of 24.5°C, 28.8°C, 21°C and 34 °C respectively for July-Sept 2003/4.
Period covered:	July 2003-December 2004
Sample size:	2500 participants selected by a stratified random sample.
Consumer categorisation:	Track A consumers were selected from consumers with average summer energy use above 600kWh per month. Track C consumers were selected from a sample that had volunteered for a previous smart thermostat pilot. Average income for track A participants was higher than the population average.
DSR categorisation:	The following price structures were piloted: a traditional ToU structure, where the peak price was roughly double the off-peak price;

	<p>critical peak pricing (CPP) with a fixed critical peak price (roughly 6 times higher than the off-peak price) with a fixed critical peak period and day ahead notification (CPP-F);</p> <p>CPP with a fixed critical price (again roughly 6 times higher than the off-peak price) but with a variable peak period on critical days and on the day notification (CPP-V); and</p> <p>an information only plan that encouraged consumers to reduce demand on critical peak days, without time-varying prices.</p> <p>CPP-V consumers could have an enabling technology installed if they did not already have enabling technology. 60% of consumers in CPP-V track A, zone 2, chose an enabling technology, and 75% in zone 3. Track C consumers on the CPP-V tariff were selected from consumers that had volunteered for a smart thermostat pilot.</p>
Incentives for participation:	<p>Participants were given a \$175 thank you payment in instalments, tied to completing a survey, remaining on the rate until the end of summer 2003, and remaining on the rate until the end of April 2004.</p> <p>The pricing programmes were required:</p> <ul style="list-style-type: none"> to be revenue neutral for the average consumer (in each class) over a calendar year, absent a change in their load shape; to not change the bill of high/low users by more than 5%, absent a change in their load shape; and to enable participants to reduce their bill by 10% if they reduced or shifted peak usage by 30%. <p>Low-income households (<\$23k income for a 1-2 person household, and <\$43.5k for a 6 person household) qualified for a 20% discount on their electricity bill.</p>
Other relevant features:	<p>80% of CPP-V track A consumers had central air conditioning (a higher proportion than the overall population).</p> <p>All CPP-V Track C consumers had smart thermostats and central air conditioning.</p> <p>The CPP-V results are not directly comparable to the CPP-F results, due to population differences.</p>
Information and enabling technologies:	<p>Consumers received a shadow bill at the start of the pilot and after one year, projecting their likely bill under their new tariff, and comparing it to their bill on their existing tariff, with different load shifting assumptions. They could request an additional shadow bill at any time.</p> <p>Participants were also sent a summary sheet showing:</p> <ul style="list-style-type: none"> their electricity usage by pricing period for the billing cycle; how much they paid; and the implicit price for each period (in cents per kWh).
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>Enrolment packages were sent to 8679 consumers, resulting in enrolment of 1759 treatment participants for summer 2003.</p>
Summary of results	
Assumptions	-

Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>The pricing plans had the following load shifting effects.</p> <p>CPP-F: 13.1% average reduction in peak-period energy usage on summer critical peak days, and 4.7% for normal summer weekdays</p> <p>Average load shifting on critical peak days for consumers on the CPP-F tariff was greater for the hotter summer months (July-September) than the milder months (May, June and October).</p> <p>Load shifting for these consumers was lower in winter than summer.</p> <p>There was almost no conservation effect found for CPP-F consumers - electricity usage reductions in peak periods were almost entirely offset by increased off-peak usage.</p> <p>CPP-V: The results of the CPP-V tariff trial were broken down into results for the Track A and Track C samples: Track A: Average (across households with and without enabling technology) reduction in peak-period energy use of 15.8% for critical peak days in summer 2004, and 6.7% for normal weekdays in the same period.</p> <p>Track C: 27% reduction in usage from peak periods, of which about 2/3 can be attributed to automated response (enabling technology)</p> <p>Information only: For the two zones where this was introduced, there was a statistically significant effect for only one zone in 2003, and no evidence of load shifting for either zone in 2004.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	<p>For track A consumers in the CPP-V tariff, binary variables for an enabling technology and a smart thermostat were found not to be statistically significant in affecting peak period electricity demand. However, the authors suggest that the lack of an effect found could be due to relatively small samples with and without the technology. In addition, load analysis showed that the technologies to control pool pumps and water heaters had little impact on peak period demand, possibly because pool pumps were already on timers, and water heating represented a small part of peak summer loads.</p>
Did different consumers behave differently?	<p>Results were broken down by consumer characteristics for the analysis of the CPP-F tariff, and these are summarised below. Participants with central air conditioning had greater load shifting than those without.</p>

	<p>Average daily energy usage had only a small effect on load shifting.</p> <p>Smaller households and higher income households were more responsive to price changes.</p> <p>Load shifting also differed by education level of the head of household: where the head of household was a college graduate, the reduction in peak electricity usage on critical peak days was 18.5%, compared to 8.6% for households where the head of household had not graduated from college. Low-income participants (those who received the CARE discount) were less price responsive: their price elasticity of substitution was roughly zero.</p> <p>Results for other tariffs were not broken down by consumer characteristics.</p>
Are the results consistent over time?	<p>CPP-F:</p> <p>The evidence from the tariff suggested that peak load shifting persisted over time, as differences in critical peak load shifting on summer days were not statistically significant between 2003 and 2004.</p> <p>ToU:</p> <p>The tariff resulted in a 5.9% average reduction in peak energy use for “inner summer” (July-September) 2003, but only a 0.6% effect for the same period in 2004. The paper stressed that the result was tentative due to a small sample size (226 consumers on the ToU tariff, split over four climate zones), but it could suggest that the effects of a ToU tariff alone are unsustainable.</p> <p>Information only:</p> <p>This was introduced in two zones, and there was a statistically significant effect for one zone in 2003, and no statistically significant load shifting effect in either zone in 2004.</p> <p>CPP-V:</p> <p>There were two groups on this tariff. Suitable data for the Track A sample was available for summer 2004 only. For track C consumers, the main analysis pooled 2003 and 2004 data, but separate regressions showed that the value of the elasticity of substitution decreased by approximately 50% between 2003 and 2004, but the coefficient on the enabling technology remained unchanged.</p>

3. CL&P Plan it Wise Pilot (2009)

Overview	
Title of study:	Results of CL&P Plan-it Wise Energy Pilot
Author(s):	The Brattle Group for CL&P
Date:	2009
Source:	http://nuwnotes1.nu.com/apps/clp/clpwebcontent.nsf/AR/PlanItWise/\$File/Plan-it%20Wise%20Pilot%20Results.pdf

Categorisation	
Country/region:	Connecticut, USA
Period covered:	June 1 2009—August 31 2009
Sample size:	<p>2437 consumers in the sample (of which 1251 were residential), and an additional control group of 200.</p> <p>Consumers were randomly selected into a rate, pricing and technology option and were not able to switch.</p>
Consumer categorisation:	<p>77% of residential participants were homeowners.</p> <p>The highest level of educational attainment was a college graduate or postgraduate degree for 54% of participants. Household income was less than \$50k for 37% of participants, between \$50k and \$100k for 20%, and above \$100k for 20% (23% preferred not to answer).</p> <p>154 residential participants (more than 10% of residential participants) were low-income/hardship consumers, consistent with their overall population representation.</p>
DSR categorisation:	<p>The following price structures were tested.</p> <ul style="list-style-type: none"> critical peak pricing (CPP); critical peak rebate (CPR); and ToU with peak hours from noon-8pm on weekdays. <p>For each of these tariffs, a high and low on/off-peak differential was tested. 10 critical peak days were called during the pilot, each running from 2-6pm.</p> <p>Some participants received enabling technologies, of which two were controlling, and two provided information only.</p>
Overview	
Incentive for participation	On average, residential consumers saved \$15.21 during the pilot, and low income consumers saved \$8.07. Residential consumers that used the website saved more (on average \$24.69)
Other relevant features:	<p>43% of residential participants had central air conditioning.</p> <p>Weather was relatively mild during the period, implying more muted responses to critical peak days than would have been typical.</p>
Information and enabling technologies	<p>Smart meters that recorded hourly electricity usage were installed for all consumers.</p> <p>In addition, four enabling technologies were tested for some consumers:</p> <ul style="list-style-type: none"> two controlling technologies: automatic set-back thermostats and automatic switches on central air conditioners two information-only technologies: the Energy Orb, which provided information on when peak events were happening; and the Power Cost Monitor in-home display, which showed real-time electricity usage and pricing. <p>The controlling technologies allowed an automated response to critical peaks.</p> <p>All participants could access their energy usage online by hour, day or week.</p> <p>Participants with automatic switches could override them by calling the company, and participants with smart thermostats could override them more easily.</p>

Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>3.1% of residential consumers contacted to take part in the trial enrolled.</p> <p>A survey of 205 residential participants found the following.</p> <ul style="list-style-type: none"> 92% of residential consumers would participate in the pilot again, and overall satisfaction was on average rated 5.1 out of 6; CPP was rated the most satisfying pricing structure, and the ToU was the least satisfying; and the smart switch was the most satisfying technology.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>For residential consumers facing the higher peak/off-peak price differentials, critical peak usage reductions were:</p> <ul style="list-style-type: none"> 23.3% for CPP consumers with controlling technologies, and 16.1% without; 17.8% for CPR consumers with controlling technologies, and 10.9% without; and 3.1% for eight-hour ToU consumers, with no effect of controlling technologies.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	<p>Focus groups of elderly and low-income participants requested more information be provided for ToU consumers and fewer phone calls to CPP and CPR consumers.</p>
What worked to alleviate the barriers?	<p>Controlling technologies (a smart thermostat/ smart switch) resulted in an extra reduction of peak electricity usage of up to 7%.</p> <p>Non-controlling technologies (the Energy Orb and Power Cost Monitor) had no significant effect on peak electricity usage.</p>
What role did incentives play?	<p>Economic:</p> <p>86.2% of residential participants stated they participated in the pilot to save money.</p> <p>Non-economic:</p> <p>67% of residential consumers listed the positive impact on the environment as a motivation for joining the pilot.</p> <p>Those that joined the pilot for environmental reasons were more satisfied than those that joined to save money.</p>
Did complexity matter?	<p>80% of consumer calls regarding technology were about smart thermostats.</p>
How important was automation?	<p>Participants that received controlling technologies (which enable an automated response) had larger reductions in peak electricity use than those without.</p>
Did different consumers behave differently?	<p>The findings from focus group sessions for limited-income and elderly participants following the pilot were similar to the results from the post-pilot survey. Key messages from the focus groups were:</p> <ul style="list-style-type: none"> The main reason for enrolling was to save money, with only a few mentioning the impact on the environment.

	<ul style="list-style-type: none"> ToU participants felt 12pm—8pm was too long for a peak period, and that the peak/off-peak price differential was too small. Most participants said they did change their behaviour during the pilot.
Are the results consistent over time?	The survey ran for one summer only.

4. Energy Australia (2006-2008) and Integral Energy Trial (2006-2008)

Overview	
Title of study:	Interval Meter Technology Trials and Pricing Experiments: Issues for Small Consumers
Author(s):	Institute for Sustainable Futures
Date:	July 2006
Source:	http://cfsites1.uts.edu.au/find/isf/publications/riedy2006intervalmeters.pdf
Categorisation	
Country/region:	Australia
Period covered:	2006-2008
Sample size:	<p>The Energy Australia trial included 750 residential consumers.</p> <p>The Integral Energy trial included 900 residential consumers, and an additional control group of 360.</p>
Consumer categorisation:	<p>Integral Energy trial</p> <p>25% of the sample had incomes below AUD\$30k, 41% had incomes between AUD \$30k and AUD \$75k, and 34% had incomes above AUD \$75k.</p>
DSR categorisation:	<p>Two trials were covered, one implemented by Energy Australia, and the other by Integral Energy.</p> <p>Energy Australia trial</p> <p>Participants faced five different treatments:</p> <ul style="list-style-type: none"> information only (enhanced billing); seasonal time of use (SToU) tariff; a low dynamic peak price (DPP) tariff; a high DPP tariff without in-home display (IHD); and a high DPP tariff with IHD. <p>Integral Energy trial</p> <p>Participants were placed on one of three different tariffs.</p> <ul style="list-style-type: none"> SToU tariff with peak periods differing for winter and summer; DPP tariff with peak (1pm—8pm on critical peak days), shoulder (1pm—8pm on working days), and off-peak rates; and DPP with IHD.

	The control group were on a block tariff with a higher price for electricity usage above a threshold.
Incentives for participation:	<p>Integral Energy trial</p> <p>All consumers received \$100 (all monetary amounts in Australian dollars) for joining the trial, and \$200 upon completion.</p> <p>On average, DPP IHD participants saved \$300 during the two year trial, of which \$100 was due to non-revenue-neutrality, and \$200 was due to behaviour change. Savings were consistent across different levels of income.</p> <p>No information is available on incentives for participation in the Energy Australia trial.</p>
Other relevant features:	<p>Integral Energy trial</p> <ul style="list-style-type: none"> • 88% of the sample (treatment and control groups) used air conditioning; • 82% of the sample had ceiling insulation; and • 45% had 4 bedroom homes, 51% had 3 bedroom homes, and 3% had 2 bedroom homes.
Information and enabling technologies:	<p>Results on enhanced information and enabling technologies were only available for the Integral Energy trial, and are summarised below.</p> <p>Smart meters were installed for all participants.</p> <p>All participants received a welcome pack and could monitor their electricity use online.</p> <p>DPP IHD participants could monitor their electricity usage using the in home display.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Energy Australia trial</p> <ul style="list-style-type: none"> • electricity consumption reduced by 5-7% on DPP days; • reduction of overall usage, rather than load shifting, occurred; and • electricity usage reductions were similar for winter and summer. • electricity usage by the information-only group did change, but their responses were more variable than the other trial groups. <p>Integral Energy trial</p> <p>Critical peak electricity use was reduced by:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 37% for DPP consumers; and • 41% for DPP IHD consumers.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity,	-

housing/appliance , lifestyle)?	
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	There was none built into the trial.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	Integral Energy trial DPP and DPP IHD participants still reduced peak usage when consecutive critical peak days were called.

5. ETSA Utilities Trial (2005-2010)

Overview	
Title of study:	Demand Management Program Interim Report No. 3
Overview	
Author(s):	ETSA Utilities
Date:	June 2010
Source:	www.etsautilities.com.au/public/download.jsp?id=11891
Categorisation	
Country/region:	South Australia
Period covered:	2005-2010
Sample size:	Sample sizes were usually small, and varied between the different trials. The direct load control trials included samples of 20, 30, 142 and 754 consumers. The distribution peak pricing trial sample consisted of 20 households with data collected. The community based marketing programme was aimed at 12,000 households.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	A number of different demand-side management trials were run. Direct Load Control Phase I: 20 consumers in the Adelaide metropolitan area had their air conditioning externally controlled by forced cycling.

	<p>Phase II (a): this installed Peakbreaker controllers to the external compressors of 754 air conditioning units, and aimed to better understand the technology and consumer acceptance of it.</p> <p>Phase II (b): this installed more advanced Peakbreaker technology for 30 volunteers.</p> <p>Phase III: Direct load control technology was installed for 142 consumers, and they were monitored using interval meters.</p> <p>“Distribution Peak Pricing (DPP),” where electricity was more expensive during network distribution constraining events. Participants were notified by beeping of a "Peakbreaker technology", and a flashing red light during peak events. Data was successfully obtained from 20 participants.</p> <p>Non-economic:</p> <p>A community-based social marketing and education campaign named “Beat the Peak” was used. This was aimed at 12,000 residences and commercial premises in Glenelg, as well as the wider community.</p>
Incentives for participation	<p>Direct Load Control Phase II</p> <p>Consumers were paid \$100 (Australian dollars) for participation.</p>
Other relevant features:	Daily peaks in demand for the sample are pronounced compared to other countries.
Information and enabling technologies:	CPP trial participants already had interval meters installed.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	5.5% of consumers responded to recruitment letters for the DPP trial.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Direct Load Control</p> <p>Phase I-Forced cycling of air conditioner compressors lowered demand by an average of 17%.</p> <p>Phase III-The average kW reduction in load for participants in Glenelg (an older suburb) was 0.45, and 1.34 for participants in Mawson Lakes (a newer suburb with higher temperatures).</p> <p>DPP</p> <p>During summer critical peaks, the most common responses were to turn off air conditioning, the computer or TV. During winter, the most common appliance switched off in response to an event was the TV.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-

Did complexity matter?	-
How important was automation?	Where results were reported, they showed that automation reduced peak period demand.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

6. Ireland Electricity Smart Metering Customer Behavior Trials (2009-2010)

Overview	
Title of study:	Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report and its appendices
Author(s):	Commission for Energy Regulation
Date:	16th May 2011
Source:	http://www.cer.ie/docs/000340/cer11080(a)(i).pdf
Categorisation	
Country/region:	Ireland
Period covered:	2009-2010
Sample size:	5028 participants
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>Participants were allocated to one of four time of use (ToU) tariffs with night, day and peak prices. Weekend prices were all flat.</p> <p>In addition they received a specified combination of:</p> <ul style="list-style-type: none"> • a bi-monthly electricity bill with a detailed energy statement; • a monthly electricity bill with a detailed energy statement; • an electricity monitor; and • an Overall Load Reduction (OLR) incentive. <p>The ToU tariff was designed to be revenue neutral compared to the standard tariff.</p>
Incentives for participation:	Residential participants received a thank you payment of €25 for upon completion of each survey (one pre-trial, one posttrial). In addition, participants received balancing credits in December 2009 and January 2011, which were payments of small set amounts to make sure that they did not lose money by taking part in the trial. Any participants that had made a loss greater than the credit under the trial tariff were additionally compensated.

Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>All participants received a fridge magnet displaying their ToU prices and a sticker which displayed the time bands.</p> <p>Some participants received an electricity monitor, which provided information on electricity usage and cost, and enabled consumers to set a daily maximum spend with which they could compare usage.</p> <p>The OLR incentive set a 10% target reduction in electricity usage for the participant, based on the participant's previous usage towards the target. If they achieved this over eight months, participants received a €20 reward. Bi-monthly bills updated participants with their progress.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	The average response rate to recruitment was 30%.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>On average, peak electricity usage reduction by domestic participants with ToU and demand side management stimuli was 8.8% relative to the control group. Peak reductions range from 7.2-10.9% across the four tariff types.</p> <p>As a consequence of participation in the trial, 74% of participants made minor changes to their electricity usage, and 38% made major changes.</p> <p>79% reported that they became more aware of the amount of electricity used by appliances, and 78% became more aware of the cost of electricity used by appliances.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	<p>Economic:</p> <p>"The difficulty of linking behaviour change to bill reduction" (p.9) acted as a barrier to shifting demand. The expected savings that could be made from shifting demand were larger than the actual savings that could be made.</p> <p>Complexity:</p> <p>There was a low recall rate of the OLR incentive (58%), but it received good scores for communications, effectiveness, and having a reasonable target.</p> <p>Lifestyle:</p> <p>Safety and convenience concerns acted as barriers to shifting to night usage.</p> <p>For participants that had not reduced peak/overall usage:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 59% agreed that they tried to reduce usage but the bill seemed the same so they gave up; • 29% agreed that they did not know enough about how and when they used electricity to reduce peak usage (55% disagreed); and • 28% agreed that the difference between the peak and nonpeak prices was too small to make them shift usage (53% disagreed).
What worked to alleviate the barriers?	The combination of the bi-monthly bill, energy statement and electricity monitor were the most successful at reducing peak electricity usage.

	<ul style="list-style-type: none"> • 75% found the fridge magnet useful and 63% found the sticker useful. • 91% rated the electricity monitor as an important support for achieving peak reduction, and 87% rated it as an important support for shifting to night rates. 88% agreed that it was easy to use.
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	Participants found it hard to calculate the likely impact of shifting demand on their bills. Bill and peak usage reductions tended to be overestimated by participants.
How important was automation?	There was none built into the trial.
Did different consumers behave differently?	<p>The impact of education/social grade on electricity usage reduction was found to be limited once higher usage by high educational achievement/ social grade households is taken into account.</p> <p>Households receiving the Free Electricity Allowance (the elderly, carers with specified allowances, and individuals receiving specified disablement benefits), who are sheltered from the ToU tariffs, had lower peak electricity usage reduction than average.</p> <p>Fuel poor households were found to benefit from ToU tariffs.</p> <p>Peak usage reduction was higher (10.7% compared to 6.5%) for households with children under 15 years in the home. Focus group responses indicated that this was due to children below the mid-teens motivating change and energy reduction for the household, driven by school initiatives.</p>
Are the results consistent over time?	The results gave no clear picture as to whether the results change over time. Overall usage reduction was slightly smaller in the 2nd six months than the 1st six months, but peak usage reduction increased.

7. LIPA Edge (2001-2003)

Overview	
Title of study:	International Best Practice In Using Energy Efficiency and Demand Management to Support Electricity Networks
Author(s):	David Crossley, Energy Futures Australia
Date:	December 2010
Source:	http://www.efa.com.au/Library/David/Published%20Reports/2010/InternationalBestPracticeinEEandDSMforNetworkSupport.pdf
Categorisation	
Country/region:	In its appendix, the paper reviews a number of DSR trials. This table covers only the LIPA Edge programme (Case Study 9), which took place on Long Island.

Period covered:	2001-2003
Sample size:	20,400 residential participants
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>Participants' central air conditioning was directly controlled by the Long Island Power Authority (LIPA) during curtailment events, which occurred from 2—6pm for a maximum of seven days during the summer season. During curtailment events, LIPA cycled air conditioning compressors for a part of each hour, or increased the set point on the thermostat.</p> <p>No economic incentive was trialed.</p>
Incentives for participation:	<p>Residential participants received a free ComfortChoice thermostat and installation, as well as a bonus payment of \$25.</p> <p>Participants could also earn \$20 for referring new participants.</p>
Other relevant features:	All participants had central air conditioning.
Information and enabling technologies:	Participants received a programmable thermostat with two-way communication. Participants could control their thermostat remotely, and were able to override direct control by the LIPA, though this override could in turn be blocked by the operator. The programme cost LIPA \$515 per residential participant. On average (for residential and commercial participants), the average cost of demand reduction was \$487/kW.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	Each controlled residential air-conditioner provided on average a 1.03 kW reduction in demand during a curtailment event (the average capacity of residential air conditioning units was 3.84 kW).
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-

What worked to alleviate the barriers?	It was found that the ability of participants to override direct control of the thermostat during a curtailment event was important for gaining participant acceptance.
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation ?	Demand reduction during a curtailment event came from direct control of air-conditioning thermostats. The percentage of units that had been overridden during a curtailment event from 26pm in August 2002 increased from 5.7% at the hour ending 3pm to 20.8% at the hour ending 6pm. This meant that the total demand reduction decreased over the curtailment period.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

8. Norway DSR Pilot Study (2010)

Overview	
Title of study:	Demand Response from Household Customers: Experiences from a Pilot Study in Norway
Author(s):	Hanne Sæle and Ove S. Grande
Date:	March 2011
Source:	http://www-net.cs.umass.edu/cs691_spring_2013/readings/05710614.pdf
Categorisation	
Country/region:	Norway
Period covered:	1 year
Sample size:	40 households, from the same geographic area and with hourly electricity metering above a certain quality. The paper states that these households were not randomly selected.

Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	The trial consisted of a ToU tariff (a morning and evening peak period on weekdays) and direct control (during peak periods only).
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	10% of participants had hot water space heating with an electric boiler. The remaining participants had standard capacity electric boilers.
Information and enabling technologies:	<p>The communications materials provided for participants gave information on the benefits of demand response.</p> <p>Participants were given hourly metering with use of existing automatic meter reading technology.</p> <p>Two information meetings were held to inform participants about the pilot (e.g. peak hours and pricing, and the possibilities for demand shifting). Participants could compare the pilot tariff with the standard tariff online.</p> <p>Participants each received 3 magnets to place on appliances, displaying morning and afternoon peak hours.</p> <p>Under the direct control regime, a response of electric water heaters was automated during peak periods.</p> <p>Installation costs for remote load control were 80-375 € per participant</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>Survey results indicated that participants perceived the pilot positively. The main focus of this was personal economic benefit, followed by reduced consumption of electricity.</p> <p>Participants accepted remote load control, provided it didn't reduce their comfort.</p>
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>The average reduction in morning peak load was 1kW per hour for participants with standard electric water heaters, and 2.5kW per hour for participants with hot water space heating systems. Several participants adapted their behaviour to the ToU tariff, by:</p> <ul style="list-style-type: none"> • investing in energy control systems; • buying firewood in winter; and • manual efforts.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	This trial found a larger average peak load reduction compared to a previous pilot was taken to indicate that participants were manually reducing peak load, as well as reducing load via direct control. The paper suggested that this could be the result of introducing the peak period reminder magnet for appliances, which was not included in the previous pilot.

What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	All consumers faced economic incentives to shift load (the ToU tariff) and direct control, so it is not possible to isolate the impacts of each intervention.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	The peak usage reductions found were larger than estimates for a similar trial conducted previously. This could be due to the use of magnets reminding participants of peak hours, though the sample size (40 participants) is small.

9. Ontario Energy Board Smart Price Pilot (2006-2007)

Overview	
Title of study:	Ontario Energy Board Smart Price Pilot Final Report
Author(s):	IBM and eMeter Strategic Consulting
Date:	July 2007
Source:	https://www.scc.virginia.gov/pue/conserves/c_2/cn_ontario0707.pdf
Categorisation	
Country/region:	Ontario
Period covered:	August 2006-February 2007
Overview	
Sample size:	<p>373 of Hydro Ottawa's electricity consumers that already had smart meters installed by Aug. 1 2006, in 3 groups with different tariffs:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 124 time of use (ToU) only; • 124 ToU and critical peak price (CPP); and • 125 ToU critical peak rebate (CPR). <p>In addition, there was a control group of 125 consumers selected randomly from Hydro Ottawa residential consumers with smart meters installed before Aug. 1 2006, paying regular tiered (non-ToU) prices.</p> <p>Participants were recruited by a stratified random sample to ensure sufficient low/med/high electricity consumers.</p> <p>All reported load shifting is statistically significant unless otherwise indicated.</p>
Consumer categorisation:	72% of homes in the pilot were built after 2001.81.9% of participants that responded lived in single-family homes and 11.7% in apartments with less than 5 floors.

	<p>The highest level of educational attainment was: some high school education for 1% of responding participants, high school graduate for 16%, and university or college graduate for 83%.</p> <p>11% of pilot participants had household income less than \$50k, 43% \$50-\$100k, and 47% had household income above \$100k.</p>
<p>DSR categorisation:</p>	<p>The following three price structures were tested.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regulated Price Plan (RPP) time of use (ToU). This included on-peak, mid-peak, and off-peak prices. Prices and peak hours varied between summer and winter. • Adjusted RPP ToU prices with a critical peak price. • RPP ToU prices with a critical peak rebate. <p>Critical peaks lasted for 3 or 4 hours, and a maximum of 9 critical peak days were allowed (only 7 were implemented due to mild weather).</p> <p>The CPP was set based on the 93 highest hourly Ontario electricity prices in the previous year.</p> <p>The CPR was 30 cents for every kWh reduction below the participant's "baseline" usage during critical peak hours.</p> <p>All participants were regulated price plan (RPP) consumers. The RPP consists of two prices, one for monthly consumption below a threshold, and a higher price for consumption above the threshold. These thresholds vary by season, and are chosen so that forecast consumption is split approximately 50/50 into the two tiers.</p> <p><i>Peak hours and prices:</i></p> <p>Off-peak hours were 10pm-7am weekdays, and all weekends and holidays. Price/kWh was 3.5c for summer, and 3.4c for winter</p> <p><i>Mid-peak hours were:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • 7am-11am and 5pm-10pm weekdays, at 7.5c/kWh (summer) • 11am-5pm and 8pm-10pm weekdays, at 7.1c/kWh (winter) <p>On-peak hours were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 11am-5pm weekdays, at 10.5c/kWh (summer) • 7am-11am and 5pm-8pm weekdays at 9.7c/kWh (winter) <p>The critical peak rebate was set equal to the critical peak price during critical peak hours (to try and achieve revenue neutrality between the CPR/ CPP schemes). The CPR baseline (consumption below which the rebate was paid) was the participant's average usage for the same hours over the previous 5 non-event weekdays, increased by 25% to reflect higher usage on critical peak days.</p>
<p>Incentives for participation</p>	<p>"Thank you" payments of \$75 were received at the end of the pilot, adjusted by the participant's savings/losses under ToU pricing. This accompanied by a final settlement statement comparing the participant's charges on the pilot vs. the twotiered RPP prices. The average saving was 3% compared to the non-ToU bill.</p> <p>During the pilot, participants continued to receive and pay their usual bi-monthly electricity bill, and separately received monthly Electricity Usage Statements showing their electricity supply charges on their pilot price plan.</p>

	<p>The top reasons given in feedback for participating in the pilot were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • consumers wanted to be prepared for the arrival of ToU pricing by seeing the economic effects on them of ToU pricing; • consumers liked the idea of being able to monitor their electricity usage; and • participants perceived that they would have more control over their electricity bill due to the design of ToU pricing and feedback on their usage. <p>(i.e. the \$75 thank you was not in the top motivations for most respondents)</p>
Other relevant features:	<p>91.3% of the 319 participants that responded had air conditioning. 82.3% had gas space heating, and 8.6% electric heating. 84.4% used gas or oil water heating, and 14% used electric water heating.</p> <p>The trigger temperatures for a critical peak were 28°C in summer and -14 °C in winter, or when the Humidex is higher than 30 °C during on-peak periods. However, for 2/7 critical peak days, these thresholds weren't reached, and for most they were just exceeded. Mild weather may have affected the results, as other pilots have found less load shifting during mild rather than extreme weather.</p>
Information and enabling technologies:	<p>All participants (treatment and control) already had smart meters installed.</p> <p>Participants were sent a table of ToU prices, periods and seasons for their plan on a fridge magnet, and a PowerWise electricity conservation brochure after enrolling.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>The trial was over-subscribed within a week of the recruitment letter: 1800 letters were sent to consumers with smart meters, and 459 sent an enrolment form before close (a 25.5% response rate).</p> <p>78% of 298 survey respondents (a 79% response rate) would recommend the ToU tariff to a friend, while 6% would definitely not. The top 3 reasons given for satisfaction were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • awareness of how to reduce bill; • greater control over electricity costs; and • environmental benefits. <p>Reasons for not recommending ToU were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • insufficient potential savings; and • too much effort. <p>Of the four pricing schemes, 74% (regardless of the pricing plan they were enrolled on) preferred ToU-only, while <20% preferred the existing (two-tier threshold) pricing.</p>
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Load shifting on critical peak days: For all three groups, a statistically significant (at the 90% level) load shift away from on-peak periods occurred on the two critical peak days in August, while there was no statistically significant shift for the critical peak days in September or January (apart from one counterintuitive result for Jan 17).</p> <p>Load shifting away from critical peak hours for all the summertime critical peak days ranged from 5.7% (ToU-only group), 17.5% (CPR) to 25.4% (CPP group).</p>

	<p>Load shifting on Entire On-Peak period ranged from 2.4% (ToU), 8.5%(CPR) to 11.9% (CPP).</p> <p>Specific actions changed by focus group respondents to shift electricity use off-peak were changing the time of laundry and dishwashing, and adjusting thermostats before a critical peak.</p>
<p>What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?</p>	<p>Economic:</p> <p>“No one felt as if the ToU prices were the “money grab” and “gouging” that many had feared and/or perceived going into the pilot.” (p.52/3)</p> <p>Housing/appliances:</p> <p>Some participants with timers on dishwashers and programmable thermostats first used these after the pilot started.</p> <p>The focus group mainly felt that there was no more additional shifting they could achieve during a critical peak, as they had reduced electricity consumption to their minimum already in response to on-peak prices.</p>
<p>What worked to alleviate the barriers?</p>	<p>Focus group (of 44 participants) and survey respondents found the monthly usage statement and fridge magnets were the most useful resources for understanding ToU prices (over fact sheet/brochure/other communication materials). The fridge magnets were favoured as they were clear, concise, and durable.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 61% of responding participants preferred that information on the time periods was displayed in a table, rather than in a graphic. • Almost 70% of survey respondents anticipated accessing an online statement at least once a month.
<p>What role did incentives play?</p>	<p>Participants could gain or lose via load shifting only, as the adjustment to the \$75 “thank you” was calculated by comparing the participant’s bill under ToU prices vs. two-tiered RPP prices. On average, bills were 3% lower for participants, and ¾ made a saving relative to tiered RPP prices due to load shifting.</p> <p>71% of survey respondents felt the differences in prices between periods were large enough to encourage them to shift electricity consumption.</p>
<p>Did complexity matter?</p>	<p>The consensus in the focus group was that ToU pricing was easy to understand and no participants said they wanted to change from a three period to two period ToU structure.</p>
<p>How important was automation?</p>	<p>There was none built into the trial.</p>
<p>Did different consumers behave differently?</p>	<p>Lifestyle:</p> <p>Some families with small children found it difficult to reduce laundry during mid- and on-peak periods (though these families did not feel penalised for this under ToU prices).</p>
<p>Are the results consistent over time?</p>	<p>-</p>

10. Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs (2008-2010)

Overview	
Title of study:	2010 Load Impact Evaluation of Pacific Gas and Electric Company's Time-Based Pricing Tariffs, Final Report
Author(s):	Freeman, Sullivan & Co.
Date:	April 1 2011
Source:	https://pgera.azurewebsites.net/Regulation/ValidateDocAccess?docID=208487
Categorisation	
Country/region:	California, USA
Period covered:	Most results reported are for 2009-10, some span 2008-10.
Sample size:	Roughly 25,500 consumers were on the SmartRate. Consumers volunteered for the SmartRate programme
Consumer categorisation:	SmartRate Median household income was \$62,921, median age per household was 33 years, average household size was 3.48, 66.1% spoke English at home, and 15.4% were college educated.
DSR categorisation:	The following three tariffs were in effect in 2010. <ul style="list-style-type: none"> • SmartRate, which has a high peak price from 2pm-7pm on event days, and lower prices at all other times during summer. • Rate E-7, which has a peak period from 12pm-6pm, and five consumption tiers • Rate E-6, which has three periods, a peak from 1pm-7pm in summer, and a "partial peak" from 5-8pm in winter, and five consumption tiers <p>In addition, roughly 20% of SmartRate consumers in 2010 had enabling technology as they were also enrolled on "SmartAC" SmartRate overlays the consumer's original tariff. The most common residential tariff had five tiers, with prices increasing for each usage tier.</p>
Incentives for participation:	SmartRate consumers received protection for the first year after enrolment, which this ensured the first year bill did not rise compared to what it would have been on the original tariff. 88% of SmartRate consumers had lower bills relative to the otherwise applicable tariff. Average savings over a year for ToU consumers were 18%.
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	Some consumers had enabling technology installed for their air conditioning.

Consumer take up of DSR tariffs/schemes	Take-up of SmartRate by CARE (low-income) consumers was higher than take up by non-CARE consumers. CARE consumers represented roughly half of SmartRate consumers, compared to around a quarter of the PG&E residential population.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>SmartRate:</p> <p>Average peak load reductions in 2010 on the 13 event days were 14.1% (15% in 2009). The average reduction for a given event day ranged between 5.7% and 22.8%.</p> <p>36% of consumers did not reduce peak demand at all during event days, though ¼ of these consumers had not received notification of the event.</p> <p>ToU:</p> <p>The average peak period load reduction for 2009-10 was 11%.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance , lifestyle)?	Percentage peak load impacts on event days were 65% larger for households with more than a 75% probability of owning air conditioning, compared to those with less than 25% probability of owning air conditioning.
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	The peak demand reduction during events for SmartRate consumers with enabling technology for air conditioning was 23% higher than for those without.
Did different consumers behave differently?	<p>Average peak demand reduction on event days for CARE consumers (low income consumers that receive a discount on their electricity bills) was 6.6% compared to a reduction of 21.4% for non-CARE consumers. When differences in underlying characteristics (such as air conditioning ownership) were controlled for, peak demand reductions were not significantly different between CARE and non-CARE consumers.</p> <p>It should be noted when comparing results for CARE and nonCARE consumers that the structure of the underlying tariff and the way the discount was applied meant that the economic incentives to shift demand were different for the two groups.</p>
Are the results consistent over time?	Three years of evidence from the SmartRate programme indicate that peak demand reductions did not decline over time.

11. PowerCentsDC Trial (2008-2009)

Overview	
Title of study:	PowerCentsDC Program Final Report
Author(s):	eMeter Strategic Consulting
Date:	September 2010
Source:	http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DC_OP_C_Attachment.pdf
Categorisation	
Country/region:	District of Columbia (DC), USA
Period covered:	July 2008-October 2009
Sample size:	<p>900 participants. Participants were selected by stratified random sampling from the District to participate in a single price plan.</p> <p>A control group was created by installing smart meters for a random selection of 400 non-participants. These consumers remained on the standard offer service (SOS).</p>
Consumer categorisation:	<p>19% of participants reported household income below \$50k, 19% \$50-75k, 14% \$75-100k, and 46% reported income above \$100k.</p> <p>Low-income consumers were included only on the critical peak rebate (CPR) programme, as no loss could be made on this.</p> <p>The trial included a low number of low-income participants, as they were a low proportion of the population (7.6% qualified for regular limited income electricity rates), and many limited income consumers changed address between recruitment and the program starting, resulting in them dropping out of the trial.</p> <p>81% of participants were homeowners and 19% were renting.</p> <p>31% of responding participants lived in one person households, 39% lived in two person households, and 30% lived in households with three or more people.</p> <p>The highest level of education achieved was high school graduate for 8% of participants, some college/university for 12%, a college/university degree for 24%, and a postgraduate degree for 54%.</p>
DSR categorisation:	<p>The following three price structures were tested.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Critical Peak Pricing (CPP); • Critical Peak Rebate (CPR); and • Hourly Pricing (HP)—prices were based on day-ahead wholesale prices and changed hourly. <p>Critical peaks occurred for four hours, on 15 days per year. (In the study, 3 occurred in winter and 12 in summer).</p> <p>CPP and CPR participants were notified by phone, email, or text message the evening before a critical peak event.</p> <p>The prices faced by CPP consumers were set to try and ensure revenue neutrality compared to the SOS bill over 12 months.</p>

	<p>Baseline consumption for CPR participants was calculated as the average of the three highest non critical peak usage amounts for non-holiday weekdays during the billing month. No adjustment was made to the SOS price charged during the rest of the year.</p> <p>Prices for HP consumers were set a day in advance based on the day-ahead wholesale market. Prices were displayed in realtime on smart thermostats, online, and at a free telephone number. Consumers were notified a day in advance if prices exceeded a threshold (which was reduced during the trial due to falling wholesale prices).</p> <p>For specific price details, see Exhibits 8-10 in the paper.</p>
Incentives for participation:	<p>“Thank you” payments of \$100 were paid to CPR and HP participants, half as an upfront incentive, and half at the end of the pilot. CPR consumers received a \$25 payment for completing the participant survey.</p>
Other relevant features:	<p>44% of participants that responded lived in a condominium/townhouse/duplex, 28% in a single family detached house, and 15% in an apartment. 81% of participant homes were built before 1980.</p> <p>97% of participants had air conditioning.</p> <p>54% had gas heating, 13% electric heat pump, 10% electric furnace, and 8% hot water baseboard.</p> <p>62% had gas water heating, and 28% had electric water heating.</p> <p>Winter data for consumers with smart thermostats was excluded from the analysis, as the thermostats “cycled” heat pumps, increasing consumption.</p> <p>Prices for HP participants fell over the trial period due to falling wholesale prices. This meant that consumers on the HP tariff experienced bill savings even without changing their consumption. This makes it difficult to evaluate the effects of the DSR incentives in the HP trial.</p>
Information and enabling technologies:	<p>Participants with central air conditioning or central electric heating were offered a smart thermostat, which reduces usage when power prices are high. Take-up of the smart thermostat was 33%.</p> <p>Participants were sent an education package consisting of a fridge magnet displaying critical peak hours and contact information, a pricing leaflet, and a conservation brochure.</p> <p>Group meetings were held two weeks before live billing (two hour evening sessions, one for each of the three price plans), which were attended by 20-25% of participants.</p> <p>For some months, participants were sent bill inserts highlighting specific saving opportunities (e.g. holiday lighting, air conditioning, and dehumidifiers).</p> <p>Participants received new bills after the start of the trial, and monthly Electric Usage Reports that showed graphics of daily electricity usage by price.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>The average response rate to recruitment for the programme was 6.6%, and 7.6% for those with limited income.</p>

	<p>More than 74% of participants were satisfied with the trial, and 6% were dissatisfied. 89% of participants would recommend PowerCentsDC to a friend.</p> <p>More than 93% of participants that responded stated a preference for PowerCentsDC pricing (smart pricing) over default (SOS) pricing.</p> <p>The top motivations for participation were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • saving money (73%); • reducing emissions (34%); • exploring smart grids (33%); and • assisting policymakers (32%). <p>When ranking the potential benefits of the trial pricing structure, the following reasons received the greatest proportion of top rankings:</p> <ul style="list-style-type: none"> • the pricing makes the participant more aware of when the household uses electricity during the day/week; • making the participant more conscious of their electricity usage during peak/expensive times; and • giving the participant more control over their electricity costs.
Summary of results	
<p>What behaviours changed?</p>	<p>There were statistically significant average reductions (weighted by the actual population of consumers on each original rate schedule type in the district population) in critical peak electricity demand of:</p> <ul style="list-style-type: none"> • CPP: 34% in summer, 13% in winter; • CPR: 13% in summer, 5% in winter; and • HP: 4% in summer, 2% in winter. <p>The smaller results for HP participants could be in part due to declining average prices over time for these consumers (due to changing market conditions), and as high prices for these consumers were not as high as the critical peak price and the critical peak rebate.</p> <p>Greater peak demand reductions in summer suggest that consumers have more discretionary load in summer than winter.</p> <p>The main actions taken to reduce peak demand were avoiding using appliances (60% of participants), reducing air conditioning consumption (59%), and turning off lights (44%).</p> <p>High summer temperatures resulted in larger peak reductions for CPP and CPR participants. Average peak reduction at 29.5°C was 26% for CPP participants and 8% for CPR participants, compared to 43% and 20% respectively at 36 °C.</p>
<p>What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?</p>	<p>-</p>

What worked to alleviate the barriers?	52% of participants agreed or strongly agreed that Electricity Usage Reports helped them save on their electricity bill. 42% reported that their household significantly changed their electricity usage during critical peak/high price hours after reviewing their electricity usage statements, and 38% slightly changed their usage.
What role did incentives play?	Compared to an average standard offer service bill for the group, CPP consumers saved 2%, CPR consumers saved 5%, and HP consumers saved 39%. Compared to the standard offer service bill, bills were lower for 91% of CPP and CPR consumers, and all HP consumers.
Did complexity matter?	-
How important was automation?	Some consumers had smart thermostats for central air conditioning (which reduce electricity consumption when power prices are high) Average summer critical peak demand reductions were the following: Regular consumers: <ul style="list-style-type: none"> • CPP: 29% without a smart thermostat, 49% with a smart thermostat; • CPR: 11% without a smart thermostat, 17% with; and • HP: the reduction not statistically significant without a smart thermostat, 10% with a smart thermostat. For all electric consumers, these reductions were: <ul style="list-style-type: none"> • CPP: 22% w/o smart thermostat, 51% with • CPR: 6% without a smart thermostat, 24% with a smart thermostat; and • HP: 10% without a smart thermostat, and -2% with a smart thermostat. 29% of CPR participants and 44% of HP and CPP participants overrode the automatic thermostat adjustment during two or more critical peak events
Did different consumers behave differently?	Low-income consumers (who only participated in the CPR plan) showed a slightly smaller average peak demand reduction, of 11% compared to 13% for regular-income consumers. Renters (who owned fewer appliances than homeowners in some categories, but more electric intensive appliances in others) were found to have more high-intensity electricity usage during peak hours than homeowners—e.g. cooking, baking, watching flat screen TB, and clothes washing/drying.
Are the results consistent over time?	-

12. Flex Alert Campaign (2008)

Overview

Title of study:	2008 Flex Alert Campaign Evaluation Report
Author(s):	Summit Blue Consulting
Date:	December 10 2008
Source:	http://www.calmac.org/publications/2008_Flex_Alert_Final_Report_12-18-08.pdf
Categorisation	
Country/region:	California
Period covered:	July 2008
Sample size:	State-wide
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>The Flex Alert: Save Energy Now! Campaign used mass media to encourage consumers in California to reduce their electricity consumption on critical days (as determined by the California Independent System Operator, CAISO).</p> <p>The campaign was co-branded with the Flex Your Power campaign, which encourages the use of energy-efficiency appliances and products.</p> <p>The campaign promoted energy saving and shifting actions that consumers could take during peak hours. The top three actions promoted were as follows.</p> <ul style="list-style-type: none"> • setting air conditioning thermostats to 25.6°C or above; • switching off unnecessary lighting; and • delaying the use of appliances such as dishwashers until after the peak (7pm). <p>Information about the Flex Alert was available online (including via the websites of the main electricity companies) and was sent to participants via email.</p> <p>There was also significant TV news coverage of the event (145 stories on the first day, 16 on the third day)</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	N/A
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>37% of all survey respondents reported taking conservation action(s) in response to the Flex Alert message (whether the recalled message was received via the adverts or media coverage).</p> <p>The estimated reduction in electricity use resulting from the 2008 Flex Alert campaign was 222–282MW, based on self-reported behaviour for air</p>

	conditioning and lighting. Lighting represented roughly one sixth of the impact.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	Complexity: There was low recall of the hours during which energy consumption should be reduced.
What worked to alleviate the barriers?	<p>Focus group respondents emphasised a need to highlight success stories of people taking conservation actions at the neighbourhood level, in order to appeal to community pride.</p> <p>Segmentation was important. Three hypothesised segments emerging from the 2008 focus group were:</p> <p>“The Choir:” The appropriate message to convey to this group was “Do a little more of what you are already doing,” and the motivation was that the group already appreciate the seriousness of alerts.</p> <p>“Reluctant Converts:” The key message for this group was “Even business and governments are doing their part to prevent blackouts.” The motivation for this group is to overcome resentment and make the seriousness clear by providing data.</p> <p>“Financially Driven Converts:” Their key message was that through conservation they could achieve “Cost savings over time and at the state level,” and the motivation for this group to act was “because you told us to.”</p>
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	<p>Consumers displayed little understanding of production/supply of electricity, and did not know how the concept of global warming and the creation of electric power were linked. This meant that messages including global warming and short-term blackouts were not understood.</p> <p>Following the event, 67% of survey respondents (both those aided by interviewers and unaided) recalled an energy conservation message or the Flex Alert.</p> <p>Of the respondents that recalled an energy conservation message, less than half understood that conservation was required at certain times of day (3-7pm).</p>
How important was automation?	There was none built into the trial.
Did different consumers behave differently?	Survey respondents in hotter climate zones were both more likely to change their behaviour in response to the Flex Alert, and had a larger average response (0.144 kW compared to 0.070 kW for respondents in cooler climate zones).
Are the results consistent over time?	-

13. myPower Pricing Segments Trial (2006-2007)

Overview	
Title of study:	Final Report for the myPower Pricing Segments Evaluation
Author(s):	Summit Blue Consulting
Date:	December 21 2007
Source:	http://sites.energetics.com/madri/toolbox/pdfs/pricing/mypower_pricing_final_report_2007.pdf
Categorisation	
Country/region:	New Jersey, USA
Period covered:	July 2006-September 2007
Sample size:	379 on the educate-only strand, 319 on the technology enabled strand, and 450 in a control group.
Consumer categorisation:	<p>20% of myPower participants had income up to \$50,000.</p> <p>23% of myPower Sense and 17% of myPower Connect participants had a highest educational level of high school graduate or lower.</p> <p>38% of myPower Sense and 39% of myPower Connection survey respondents were aged 65 or over.</p>
DSR categorisation:	<p>Participants were placed on a three period time of use (ToU) tariff with critical peak pricing (CPP). Consumers were notified of a CPP by phone and/or email one day in advance, and were given information on how to save energy during a peak or critical peak period.</p> <p>Participants were recruited from communities with high predicted penetration of central air conditioners (Cherry Hill and Hamilton Township). Participants could not select their strand.</p> <p>One group (“technology enabled,” on a programme named “myPower Connection”) were given programmable thermostats that could automatically respond to CPP events and ToU tiers. The other group (“educate only,” on a programme named “myPower Sense”) did not receive these.</p> <p>The CPP scheme was designed to be seasonally revenue neutral compared to the standard tariff a residential consumer would receive. Critical peaks were called on days with high energy prices or high expected supply loads.</p>
Incentives for participation:	Participants that received in-home technology were paid \$25 for completing a telephone survey before the pilot started. All participants received \$75 upon completion of an end of programme survey.
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	Treatment and control consumers received an interval meter.

	<p>The smart thermostat received by some participants could manage air conditioning, electric water heating, and in-ground pool pumps. Consumers could programme the smart thermostat over the internet.</p> <p>A pack of educational materials was sent to participants before the programme started, which included a FAQ sheet, a guide to saving energy, a pricing information sheet, and a fridge magnet including the free programme telephone number.</p> <p>Participants could compare their myPower bill with what their bill would have been under the traditional rates online.</p>
<p>Consumer take up of DSR tariffs/schemes</p>	<p>The response rate to recruitment was 4%.</p> <p>Results from surveys during and after the pilot indicated the following.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 77% of myPower Connection and 81% of myPower Sense participants would recommend myPower to a friend or relative. • The majority of participants believed programmes like myPower benefited the environment. • 71% of participants believed they saved money on the programme. • The majority of participants became more knowledgeable about reducing energy consumption over the programme. <p>94% of myPower Sense and 91% of myPower Connection participants stated that the main reason for participating was to save money on their electricity bills, with the 2nd most common reason to conserve energy.</p>
<p>Implications for key questions</p>	
<p>What behaviours changed?</p>	<p>During summer peak periods, percentage reductions in peak electricity demand were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 21% on normal days and 26% on critical peak days for myPower Connection (direct control) participants; • 3% on normal days and 14% on critical peak days for myPower Sense (no direct control) participants with central air conditioning; and • 6% on normal days and 14% on critical peak days for myPower Sense (no direct control) participants without central air conditioning. <p>A “snap back” effect was observed following peak hours on hot weekdays, where participants increased their usage of air conditioning immediately after peak hours (6pm-7pm) to reduce indoor temperatures. This effect was higher following critical peak events.</p> <p>Peak period demand reductions were smaller during winter months</p> <p>Most programme participants reported that they took actions to reduce electricity consumption during CPP events and high price hours. The specific actions taken to reduce consumption were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • not using electric appliances; • setting the thermostat at a higher temperature; and • turning off air conditioning. <p>85% of myPower Connection participants changed when they did their chores such as laundry and dishwashing.</p>
<p>What barriers were identified to moving</p>	<p>-</p>

demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	Economic: On average, participants reported they saved money in the programme, but average expected savings exceeded average realised savings.
Did complexity matter?	Participants found bills understandable and easy to read. The main area of dissatisfaction with the programme was the difficulty of programming the thermostat.
How important was automation?	Peak period demand reductions were higher for consumers with direct control.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

14. Silver Spring/ OG&E Trial (2010)

Overview	
Title of study:	SEDC: Consumer Engagement and Demand Response Case Study OGE: Summary
Author(s):	Respectively: Silver Spring Networks and Raab Associates
Date:	October 2011
Source:	<i>Presentations available at:</i> http://sedc-coalition.eu/wpcontent/uploads/2011/10/SilverSpringsConsumerEngagementDRCaseStudy.pdf and http://www.silverspringnet.com/pdfs/CaseStudy-OGE.pdf
Categorisation	
Country/region:	USA
Period covered:	2010
Sample size:	Over 3,000 consumers
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Consumers were placed either on a ToU tariff with a critical peak (ToU-CP), or a variable peak pricing (VPP) tariff with critical peaks.

	Various enabling technologies were also provided.
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>All consumers had smart meters.</p> <p>Three technologies were trialled in combination with the tariffs. These were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programmable communicating thermostats (PCTs), which were programmed to respond to price changes, and provided current and day-ahead prices. • In-home displays (IHDs), which display real-time energy usage, and provided current and day-ahead prices. • A web portal which provided alerts for peak events, current and day-ahead prices, and recent usage information.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Summary of results	
What behaviours changed?	<p>Average peak electricity demand reductions for the highest price days on the VPP tariff were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 33% for consumers with the thermostat; • 12% for consumers with the web portal; and • 11% for consumers with the IHD. <p>Peak period energy reductions for these groups were 22%, 8% and 6% respectively for standard price critical peak days on the VPP tariffs.</p> <p>For VPP consumers, the highest peak demand reduction was achieved with the programmable communicating thermostat, while peak demand reductions for consumers with the IHD or web portal were smaller but more consistent.</p> <p>For ToU-CP consumers, peak period energy reductions on nonevent weekdays were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 30% for consumers with the thermostat; • 11% for consumers with the portal; and • 17% for consumers with the IHD.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	<p>Peak demand reduction was highly correlated with price.</p> <p>98% of all consumers saved money in the trial, although a limited number of critical events were called.</p>

Did complexity matter?	-
How important was automation?	Peak period demand reductions were higher for consumers with the smart thermostat than for consumers with an IHD or access to the web portal.
Did different consumers behave differently?	<p>The results showed that low-income and elderly groups were also able to shift their electricity demand.</p> <p>On average, peak demand reductions were 20% for low-income consumers, 30% for middle-income consumers, and 37% for high-income consumers.</p> <p>However, this differed between technology types.</p> <ul style="list-style-type: none"> • For low (high) income groups, peak period demand reductions were: 48% (33%) for consumers with the thermostat; • 13% (14%) for consumers with the web portal; • and 5% (14%) for consumers with the IHD. <p>Peak demand reductions were on average 36% for young consumers, 24% for “family” consumers, and 28% for mature consumers (it was not clear how these groups were defined).</p> <p>Again, this differed between technology types, as set out below.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mature consumers were most responsive to programmable thermostats (40% peak reductions compared to 29% for the young and 32% for families). • Families were most responsive to the web portal (18% peak reductions compared to 15% for the young and 5% for mature consumers). • Mature participants were less responsive to IHDs, with peak demand reductions of 4%, compared to 15% for young and family consumers.
Are the results consistent over time?	-

15. EDRP Trials (2007-2010)

Overview	
Title of study:	Energy Demand Research Project: Final Analysis
Author(s):	AECOM Ltd for Ofgem
Date:	June 2011
Source:	Final Analysis at: http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/EDRP/Documents1/Ene
Categorisation	
Country/region:	UK
Period covered:	2007-2010

Sample size:	61,344 overall, of which 18,370 had smart meters. The EDF ToU trial had 194 participants, and 1,352 participants in the SSE trial had the incentive to shift their demand.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Time of use (ToU) tariffs combined with smart meters and consumer engagement measures (such as feedback and incentives to reduce consumption).
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>Participants had smart meters installed.</p> <p>Consumers on EdF's ToU tariff had accurate billing, a real-time display, and energy efficiency advice sent by post.</p> <p>Participants on SSE's ToU tariff received some combination of a booklet, monthly bills with graphs, an incentive to reduce consumption, a real-time display, and web information.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Summary of results	
What behaviours changed?	<p>Load shifting away from the peak period was up to 10%. This was greater on weekends than weekdays.</p> <p>In the SSE ToU trial, load shifting away from peak periods was greater for groups without web information and without a realtime display. This could suggest that too many interventions increased complexity, reducing the response.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	<p>EdF:</p> <p>Survey results indicated that 38% of consumers in the ToU tariff trial sample were aware of the real-time display in their home, which was the lowest awareness amongst the trial groups in this study. This could be because the real-time display provided to ToU consumers was more basic than that provided to some other groups.</p> <p>Consumers on the ToU tariff also rated the usefulness of the visual display below the ratings given by three of the four other trial groups. (54% of the 24 ToU consumers that answered the question found the visual display quite useful, 25% found it not very useful, and 12.5% found it not at all useful).</p> <p>65% of survey respondents in the ToU trial sample agreed or strongly agreed that the smart meter technology had enabled them to plan or budget their energy use. This compared to an average across samples of 55% of consumers that agreed or strongly agreed with the statement.</p> <p>SSE:</p> <p>Survey data from participants with smart meters (and/or RTDs) in the SSE trial found that the most frequent reason for joining the trial was to save</p>

	<p>money, and the next most frequent motivation was to help the environment.</p> <p>The energy advice booklet had a high recall rate (80%), and consumers were more likely to say it was quite or very useful, and to still refer to it, if they owned an RTD.</p> <p>Early survey evidence on the recall of additional billing data was low (32% recalled something different about their bills). 60% of respondents without smart meters in the final survey found enhanced billing information quite or very useful, compared to 34% of consumers without smart meters.</p> <p>Use of the website by consumers with smart meters was low, at 9%.</p> <p>Satisfaction with and recall of smart meters was higher for credit and prepayment consumers (who had an RTD) than for consumers without an RTD.</p> <p>Results from an early survey showed that 53% of consumers that had received an RTD had fitted it.</p> <p>Consumers viewed the RTD more frequently than the clip-on device provided to consumers without smart meters.</p> <p>Respondents rated cost information above energy information on RTDs, and the traffic light display was rated the most useful feature.</p> <p>83% of consumers with the incentive to shift their demand were aware of it, and 75% were aware and had some understanding of the incentive.</p> <p>40% of consumers aware of the incentive to shift reported that they had shifted their electricity demand and saved money, 33% reported they had shifted their demand but not saved money, and 28% reported that they had not shifted their demand.</p> <p>Consumers without the incentive to shift or reduce demand reported that the night rate would have to be 19-32% cheaper than the peak day rate in order to encourage them to shift their demand.</p>
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	<p>Load shifting in the SSE trial was smaller than for the EDF trial. The report stated that this could have been due to more limited awareness of the intervention and a perception that it was overly complex.</p> <p>SSE's trial found that the load shifting incentive had a greater effect for consumers without an IHD, which the report suggested could be due to "some kind of interference effect if too many interventions are in effect at the same time."</p>
How important was automation?	There was none built into the trial.
Did different consumers behave differently?	<p>In the EdF trial, load shifting was greater for smaller households (with 1 or 2 people aged 16-64 in the household).</p> <p>The proportion of electricity consumption in peak periods increased with additional household members under the age of</p>

	16, with paraffin/oil/no heating compared to electric/gas heating, and was higher for households in South East England.
Are the results consistent over time?	-

16. Norway ToU and Direct Control Trial (2001-2004)

Overview	
Title of study:	Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots NB: The information in this table is on one of the DSR studies reported in the paper.
Author(s):	EFFLOCOM
Date:	30th June 2004
Source:	http://www.sintef.no/project/Efflocom/EFFLOCOM%20report%20no.%207%20Pilot%20Results%5b1%5d.pdf
Categorisation	
Country/region:	Norway
Period covered:	2001-2004
Sample size:	10,895
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Residential consumers were placed on one of three tariffs. <ul style="list-style-type: none"> • a ToU tariff; • a dynamic tariff with a real-time element depending on the wholesale spot price; and • a dynamic tariff with a temperature dependent part. <p>The variable parts of the dynamic tariffs were only activated in periods of peak load (8-11am and 5-8pm for November-April).</p> <p>For consumers that accepted remote load control, low prioritised loads (Boilers for water heating) could be disconnected by the energy supplier under certain conditions.</p>
Incentives for participation:	Consumers received a payment of €100 for accepting remote load control.
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	Consumers received smart meters.

Consumer take up of DSR tariffs/schemes	Roughly 50% of consumers accepted remote load control.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Results for Buskerud Kraftnett showed the following.</p> <ul style="list-style-type: none"> • For consumers with remote load control, there was a 12% reduction in morning peak usage, and a 14% reduction in afternoon peak usage. (1,230 consumers) • For consumers with the ToU tariff but no load control, maximum peak use reductions were 10% in the morning and 7% in the afternoon. (39 consumers). • Results for the ToU tariff and spot price on an hourly basis showed larger peak reductions, but the sample size was small (six). <p>Results for Skagerak Nett showed the following.</p> <ul style="list-style-type: none"> • For ToU consumers without load control, the maximum peak period demand reductions were 8% in the morning and 9% in the afternoon (198 consumers) • For consumers with ToU pricing and an hourly spot price, the maximum peak period demand reductions were 14% in the morning and 28% during the afternoon (24 consumers).
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

17. Northern Ireland Powershift trial (2003-2004)

Overview

Title of study:	Smart meters in Great Britain: the next steps? Paper 6: Case studies
Author(s):	Gill Owen and Judith Ward
Date:	July 2007
Source:	http://www.sustainabilityfirst.org.uk/publications/smartmeters2007.htm
Categorisation	
Country/region:	Northern Ireland
Period covered:	2003-2004
Sample size:	100 keypad (prepayment) consumers on the ToU tariff, and an additional control group of 100 keypad consumers with the flat rate tariff.
Consumer categorisation:	<p>30% of consumers in Northern Ireland used keypad prepayment meters in 2009, of which 58% were low-income consumers.</p> <p>Consumption by Keypad consumers was in general 6.4% lower than average overall average domestic electricity consumption in Northern Ireland in 2005/6.</p>
DSR categorisation:	<p>The trial tested a time-of-use (ToU) tariff with low, medium and high price periods. The hours of operation for these differed between weekdays and weekends.</p> <p>Consumers received a leaflet that advised them to avoid using some appliances during peak hours. It also provided estimates of the cost of using specific appliances (tumble dryer, washing machine, and electric shower) during the different periods compared to the standard rate.</p> <p>The ToU tariff rates were the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Low: 5.76p/kWh • Medium: 8.64p/kWh • High: 15.36p/kWh <p>The flat rate was 9.146p/kWh</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	The tariff was available to prepayment consumers with a Keypad meter with an IHD. The Keypad meter did not have two-way communication. but the display allowed consumers to monitor their current load, tariff rates, the number of units used at each rate, previous costs and remaining credit.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes:	The consumer response to Powershift was positive, and in 2007 there were 1000 consumers on the tariff.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	Consumers on the ToU tariff experienced lower consumption at peak periods relative to the control group, but their overall usage slightly increased.

	<p>Bills were reduced for ToU consumers. The average annual bill for consumers on the ToU tariff was £371.98, compared to £393.54 for the control group on the flat tariff. Much of this bill saving appears to have been passive, i.e. was achieved without changing behaviour, as the average annual bill for the control group would have been £377.60 if they had been charged the ToU prices for their use.</p> <p>The percentage of consumption that fell into the high rate period during the trial was 15% for ToU consumers and 17% for the control group. This compared to 61% (25%) for the medium (low) rate for ToU consumers, and 25% (24%) for the control group.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	There was none built into the trial.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

18. EcoWatt DSR Programme, Brittany and the Provence-Alps-Côte D’Azur Region

Overview	
Title of study:	Generation Adequacy Report, on the electricity supply-demand balance in France
Author(s):	Réseau de transport d’électricité (Rte)
Date:	2011
Source:	http://www.rte-france.com/sites/default/files/2011_08_25_generation_adequacy_report_2011.pdf

Categorisation	
Country/region:	Brittany and the Provence-Alps-Côte D'Azur Region (PACA). .
Period covered:	2008 onwards.
Sample size:	-
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	EcoWatt provides information on the importance of peak loads and power cut risks, and encourages consumers to reduce their electricity consumption. On critical (high demand) days, consumers were alerted by text or email and asked to reduce their electricity demand. Nine alerts were sent during winter 2008/9.
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	The highest demand peaks occur during winter.
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	Over 30,500 consumers had subscribed to EcoWatt at the end of winter 2010/11.
Implications for key questions	
What behaviours changed?	Brittany: RTE estimated power demand in Brittany fell by 2.5% during an alert in winter 2010. However, an IPSOS poll in February 2011 showed that, regardless of whether or not they were subscribed to EcoWatt, 78% of individuals said they reduced their demand during alerts.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	There was none built into the trial.

Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

19. EdF Tempo tariff

Overview	
Title of study:	Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Results from the EFFLOCOM Pilots NB: The information in this table is on one of the DSR studies reported in the paper.
Author(s):	EFFLOCOM
Date:	30th June 2004
Source:	http://www.sintef.no/project/Efflocom/EFFLOCOM%20report%20No.%207%20Pilot%20Results%5b1%5d.pdf
Categorisation	
Country/region:	France
Period covered:	1989-1992 (experimental stage), 1993-1995 (tariff launch), and generalisation after 1995.
Sample size:	<ul style="list-style-type: none"> • Experimental stage: 800 consumers. • For launch (1993 onwards): 20,000 by 1995. • Generalisation: there were more than 300,000 domestic tempo consumers in 2004.
Consumer categorisation:	The paper reported that consumers choosing to be on the tempo tariff were prepared to change their behaviour in order to make small bill savings in relation to their standard of living (so they might be more receptive to economic incentives than other consumers).
DSR categorisation:	<p>The Tempo tariff divides the year into 300 standard price blue days, 43 white days (with a medium price), and 22 red days (with a higher price). Weekend days were always blue.</p> <p>On each day, there are fixed peak and off-peak periods.</p> <p>For launch (1993 onwards), four different combinations were offered:</p> <ul style="list-style-type: none"> • the standard tempo tariff; • dual energy tempo, for consumers with a dual-energy boiler, which could switch source automatically depending on the current price; • thermostat tempo which adjusts heating depending on the current price; and

	<ul style="list-style-type: none"> comfort tempo, which manages end uses such as space and water heating and large electric appliances.
Incentive mechanism:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>For launch (1993 onwards):</p> <ul style="list-style-type: none"> EDF developed a notification device which can be plugged into a power socket and displays the colour of the day and the current hourly rating. It also provides advance notification of the colour for the next day from 8pm. A smart meter displaying the same information as the notification device, as well as the consumption per tariff period. Energy control systems that enabled consumers to programme their demand (and communicate this to appliances) according to current prices and their specified indoor temperature. Consumers received information booklets, a start-up visit and advice from a tempo specialist, and could receive a report after one year to set out the billing differences under the tempo tariff.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	<p>Experimental stage:</p> <ul style="list-style-type: none"> 84% of consumers were quite or very satisfied with the tariff; 87% understood the principle very well; 59% said they had made savings; and 53% considered the tariff to be slightly restrictive or entirely unrestrictive
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Experimental stage:</p> <p>The results of the pilot showed that consumption was reduced by 15% on white (medium price) and 45% on red (high price) days.</p> <p>Load shifting from peak to off-peak hours was 1.3 times higher on white than blue days, and higher again for red days.</p> <p>The main consumption reductions on white or red days came from reduced electric heating. Consumers either used fireplaces or accepted a lower temperature.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-

Did complexity matter?	-
How important was automation?	Results were not reported for automation.
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	Consumption reductions on white and red days were stable over the years.

20. Southern California Edison direct control measures (2010)

Overview	
Title of study:	Southern California Edison's (SCE's) 2010 Demand Response Load Impact Evaluations Portfolio Summary
Author(s):	Freeman, Sullivan & Co. (FSC)
Date:	April 1 2011
Source:	http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/0/62A8F5E44C447F0688257B410052EC7B/\$FILE/R.07-01-041_DR+OIR-SCE+DR+Portfolio+Summary+2012+-+Final.pdf
Categorisation	
Country/region:	Southern California, USA
Period covered:	2010
Sample size:	343,566 residential consumers on the summer discount plan
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>A number of different initiatives were in place, but ex-post results for domestic consumers were only available for the direct control programme (the summer discount plan (SDP)).</p> <p>SCE directly controls air conditioning for residential consumers on the SDP programme. This limits the compressor during high system peak hours, reducing the electricity used by the air conditioning unit. Consumers could choose whether to limit the maximum number of events, and the cycling strategy (i.e. the degree to which their comfort would be affected). The basic plan has a maximum of 15 events per summer, and up to six hours of direct control at a time. The enhanced plan has no limit on the number of direct control events, and higher incentives.</p>
Incentive mechanism:	Economic incentives were used to encourage consumers to allow direct control. Those with a higher number of possible events had higher rewards.

Other relevant features:	All consumers had air conditioning that could be directly controlled by SCE.
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	The SDP Residential direct control programme resulted in an average reduction in load of 83% for the directly controlled air conditioner per event hour in 2010. (This excluded one half hour event that occurred during a relatively low temperature period.)
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

21. Illinois real-time pricing trial

Overview	
Title of study:	Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan, Final Report
Author(s):	Summit Blue Consulting LLC
Date:	November 2007
Source:	http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/2006-espp-evaluation.pdf
Categorisation	
Country/region:	Illinois, USA
Period covered:	2003-2006
Sample size:	Initially 651 participants (and an additional control group of 103), and approximately 1,500 in 2005.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Real-time pricing based on the day-ahead hourly electricity price. Hourly prices were announced the day before, and consumers were notified when the price exceeded a set threshold. The hourly price was capped.
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	<p>57 consumers were provided with air conditioning cycling switches in 2004.</p> <p>Some consumers were provided with an “Energy PriceLight” (an orb relaying information on the level of electricity price by glowing different colours) in 2006.</p> <p>Consumers were provided with usage information on tips on how to reduce peak period and overall electricity usage.</p>
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Price elasticity of demand for electricity was higher for high prices than low prices.</p> <p>Consumers with the Energy PriceLight had a 2.4% higher price elasticity than consumers without it.</p> <p>The regression analysis showed that demand response to hourly prices above and below the high-price threshold was statistically significant.</p> <p>Consumers saved money on their bills compared to what they would have paid at the alternative (flat rate) tariff in 2003, 2004 and 2006, with average savings of 20.1%, 11.3% and 15.5% respectively.</p>

	Consumers' bills were higher on the trial tariff than the alternative tariff in 2005, by 6.3%.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	Consumers with automatic air conditioning cycling during highprice periods had a 9.8% higher elasticity of demand.
Did different consumers behave differently?	Elasticity of demand increased as neighbourhood household income fell.
Are the results consistent over time?	-

22. Pacific Northwest Gridwise Trial

Overview	
Title of study:	Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects, Part I. Olympic Peninsula Project
Author(s):	Hammerstrom, D.J.
Date:	October 2007
Source:	http://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/OlympicPeninsulaProject.FinalReport_pnnl17167.pdf
Categorisation	
Country/region:	USA
Period covered:	2006-2007
Sample size:	112 households
Consumer categorisation:	Residential participants were not selected randomly- households were targeted for participation based on their ownership of suitable appliances and high speed internet
DSR categorisation:	Consumers were placed on one of the following tariffs. <ul style="list-style-type: none"> • Fixed prices; • a CPP tariff that overlaid a static ToU tariff; and

	<ul style="list-style-type: none"> • real-time pricing with prices that varied every five minutes. <p>Electric water and space heating were directly controlled for the (~75) consumers on time of day tariffs.</p> <p>Consumers could choose the degree of price responsiveness of their appliances from a list of “comfort settings.” Participants could override direct control.</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	Some participants in the trial owned appliances (electric water and space heating) that could be directly controlled.
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	The reduction in peak period demand for consumers on the real-time pricing tariff was 15-17%, compared to 20% for the group on ToU/CPP tariffs
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

23. Anaheim Critical Peak Rebate Trial

Overview	
Title of study:	Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment
Author(s):	Frank A. Wolak
Date:	2006
Source:	http://pesd.fsi.stanford.edu/file/218032/download?token=bQ1K2MRZ
Categorisation	
Country/region:	Anaheim, USA
Period covered:	June-October 2005
Sample size:	71 on the trial tariff, 52 in a control group. Participants were randomly sampled.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>The trial tested a critical peak rebate (CPR) tariff. This consisted of a standard rising block tariff apart from on critical peak days from 12am - 6pm.</p> <p>The critical peak rebate was \$0.35 for every kWh reduction in demand during critical peaks relative to average consumption during the peak period on non-critical peak days.</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>The average reduction in electricity demand during critical peak hours was 12% relative to the control group.</p> <p>The average reduction in critical peak demand was greater on critical peak days with higher temperatures.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic,	-

complexity, housing/appliance, lifestyle)?	
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

24. California Automated Demand Response Trial

Overview	
Title of study:	Automated Demand Response System Pilot, Final Report
Author(s):	Rocky Mountain Institute
Date:	March 2006
Source:	http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/pricing/ca_automated_dr_sys.pdf
Categorisation	
Country/region:	California, USA
Period covered:	2004-2005
Sample size:	122 consumers in 2004, 98 in 2005, and an additional control group of 104 in 2004, and 101 in 2005.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>This trial was a subset of the California state-wide trials.</p> <p>Participants in the trial were on the critical peak pricing (CPP) tariff used in the California state-wide pricing pilot. In addition, they received a technology (the GoodWatts system) that enabled them (or energy suppliers) to automate demand response by large single load appliances such as central air conditioning units, pool pumps, or water heating (though the technology was not used on water heating in this trial).</p>

Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	For high consumption consumers, average reductions in peak period electricity demand were as follows: <ul style="list-style-type: none"> • 51% in 2004 and 43% in 2005 for critical peak days; and • 32% in 2004 and 27% in 2005 for non-critical peak days.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

25. Xcel Energy ToU Trial

Overview

Title of study:	Household Response to Dynamic Pricing of Electricity- A Survey of the Experimental Evidence
Author(s):	Ahmad Faruqui and Sanem Sergici
Date:	January 2009
Source:	http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%2001-11-09_.pdf http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%2001-11-09_.pdf
Categorisation	
Country/region:	Colorado, USA
Period covered:	July 2006- July 2007
Sample size:	3,700 initial volunteers, and a final sample of 2,900 residential consumers. There may have been some self-selection, as consumers volunteered for the scheme rather than being recruited by a random sample.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Consumers were placed on one of three tariffs: <ul style="list-style-type: none"> • time of use (ToU); • a critical peak pricing (CPP) tariff; and • a combined ToU and CPP tariff. <p>Consumers were notified of critical peaks a day in advance, and a maximum of 10 critical peaks could be called, all on summer days.</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	Peak period demand reductions were measured during the summer months (June-September). The results were the following. <p>For consumers with central air conditioning peak period demand reductions were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 5.19% under the ToU tariff; • 38.42% under the CPP tariff; and • 28.75% under the combined CPP and ToU tariff.

	<p>For consumers without central air conditioning, peak period demand reductions were:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 10.63% under the ToU tariff; • 31.91% under the CPP tariff; and • 15.12% under the combined ToU and CPP tariff.
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	<p>Peak period demand reductions were greater for consumers with automating technologies:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 44.81% for consumers on the CPP tariff with an air conditioning cycling switch; • 46.86% for consumers on the ToU-CPP tariff with an air conditioning cycling switch; and • 54.22% for consumers on the ToU-CPP tariff with a programmable thermostat. <p>The meters used in the pilot were considered too expensive to make the measures trialed cost-effective, and the results of the pilot were considered "as a proof of concept rather than a technology test.</p>
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

26. Florida Gulf Power Select Programme

Overview	
Title of study:	Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets, Paper CSEMWP105

Author(s):	Severin Borenstein, Michale Jaske, and Arthur Rosenfeld, Center for the Study of Energy Markets
Date:	October 2002
Source:	http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/vision/dynamic_pricing.pdf
Categorisation	
Country/region:	Florida, USA
Period covered:	2000 onwards
Sample size:	2,300 residential consumers were on the CPP tariff by the end of 2001.
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>Consumers were offered the following two DSR tariffs.</p> <ul style="list-style-type: none"> • A time of use (ToU) tariff with two periods. • A critical peak pricing (CPP) tariff with three periods. <p>These two tariffs were offered alongside the standard flat rate tariff.</p>
Incentives for participation:	Consumers on the CPP tariff were charged a monthly participation fee.
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>The average reduction in critical peak period demand for consumers on the CPP tariff was 41%, and 22% for non-critical peak periods.</p> <p>Base peak demand was 6.1kW, the average demand reduction during the high price period was 2.1kW per household, and the average critical peak demand reduction was 2.75kW.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-

Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-

27. Idaho DSR trial

Overview	
Title of study:	Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence and 2007 Energy Watch and Time-of-Day Programs Annual Report
Author(s):	Respectively: Ahmad Faruqui and Sanem Sergici and Idaho Power
Date:	January 2009 and February 2008
Source:	http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%2001-11-09.pdf and http://www.puc.idaho.gov/fileroom/cases/elec/IPC/IPCE0705/company/200802052007%20ENERGY%20WATCH,TIME-OF-DAY%20REPORT.PDF
Categorisation	
Country/region:	Idaho, USA
Period covered:	2005-2006
Sample size:	85 consumers on the ToU tariff, and an additional control group of 420 residential consumers. 68 consumers on the CPP tariff, and an additional control group of 355 consumers.

Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	<p>The trial consisted of the following two strands.</p> <ul style="list-style-type: none"> • a three period (time of use) ToU tariff; and • a (critical peak pricing) CPP tariff. <p>Consumers on the CPP tariff were notified a day in advance, and critical peaks prices were applied from 5pm-9pm on critical peak days.</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>The percentage of electricity use during each of the tariff periods (on-peak, mid-peak and off-peak) was the same for the group on the ToU tariff and the control group during summer 2006.</p> <p>The authors suggest this could be because of the low peak to off-peak price ratio, of approximately 1.84.</p> <p>For consumers on the CPP tariff, the average hourly reduction in electricity demand during critical peaks was 1.26kW (5.03 for the total four-hour critical peak).</p> <p>The range of average hourly reductions in demand across critical peak days was 0.64kW-1.70kW.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
What role did incentives play?	-

Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	For consumers on the ToU tariff, there was an increase in the proportion of electricity used during the on-peak period and a decrease in the proportion used in the off-peak period between June-August 2006 and June-August 2007. This could suggest a reduction in demand shifting effects over time.

28. Missouri CPP trial

Overview	
Title of study:	Ameren UE Residential ToU Pilot Study, Load Research Analysis – 2005 Program Results and AmerenUE Residential ToU Pilot Study, Load Research Analysis First Look Results
Author(s):	Both RLW Analytics for Corporate Planning AmerenUE
Date:	Respectively: June 2006 and February 2004
Source:	http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/pricing/res_tou_pilot.pdf and http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/RP-2004-0203/2005-07-submissions/cdm_trccomments_toronto_supplementary2.pdf
Categorisation	
Country/region:	Missouri, USA
Period covered:	2004-2005
Sample size:	2004: 91 residential consumers on the ToU rate, 87 on the CPP rate without a smart thermostat, 78 on the CPP rate with a smart thermostat and an additional control group of 297 consumers. 2005: The ToU trial was discontinued, and the CPP and control group samples were increased.
Consumer categorisation:	-

DSR categorisation:	<p>The trial consisted of the following two DSR tariffs.</p> <ul style="list-style-type: none"> • a time of use (ToU) tariff with three periods; and • a combined ToU and critical peak pricing (CPP) tariff. <p>Some consumers on the CPP tariff also received a smart thermostat.</p>
Incentives for participation:	-
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-
Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>2004 results:</p> <p>There was no statistically significant shift of non-critical peak period electricity demand to mid or off-peak periods for consumers on the ToU tariff and the CPP tariff relative to the control group.</p> <p>The ToU tariff with no critical peak component was dropped from the study following this result, so there were no results for this group in 2005.</p> <p>For consumers on the CPP tariff, average demand fell by 12% during critical peak periods relative to the control group (statistically significant at the 5% level).</p> <p>For consumers with the smart thermostat on the CPP tariff, average demand during critical peak periods fell by 35% relative to the control group (statistically significant at the 5% level).</p> <p>2005 results:</p> <p>There was an average reduction in critical peak electricity demand of 13% for CPP consumers and 23.5% for CPP consumers with smart thermostats (both statistically significant).</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-

What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	<p>The proportion of total electricity demand during critical peak periods was lower in 2005 than 2004 for CPP participants without the programmable thermostat, and this was statistically significant.</p> <p>CPP participants with the smart thermostat also showed a reduction in the proportion of electricity demand in critical peak periods between 2004 and 2005, but this was not statistically significant.</p>

29. PSE's ToU trial

Overview	
Title of study:	Demise of PSE's ToU Program imparts lessons
Author(s):	Ahmad Faruqui and Stephen S. George
Date:	2003
Source:	Electric Light & Power Vol. 81.01:14-15, http://www.elp.com/articles/print/volume-81/issue-1/features/demise-of-ps-es-tou-program-imparts-lessons.html
Categorisation	
Country/region:	Washington, USA
Period covered:	2001-2002
Sample size:	300,000 residential and small commercial consumers
Consumer categorisation:	-
DSR categorisation:	Consumers were placed on a time of use (ToU) tariff with four periods.
Incentives for participation:	Consumers were able to return to the standard tariff if they were dissatisfied with the ToU tariff. In 2002, a \$1 per month meter-reading fee was introduced.
Other relevant features:	-
Information and enabling technologies:	-

Consumer take up of DSR tariffs/schemes	-
Implications for key questions	
What behaviours changed?	<p>Peak demand fell by 5% (averaged across months), with higher peak period demand reductions in winter, and lower reductions in summer.</p> <p>Roughly 55% of consumers experienced lower bills in the first year of the trial.</p> <p>After the introduction of the meter-reading fee, 94% of consumers paid \$0.80 extra per month (the meter reading fee minus \$0.20 in electricity use savings) on the ToU tariff.</p> <p>The ToU tariff was discontinued due to low satisfaction and negative media coverage in its second year.</p>
What barriers were identified to moving demand (by category e.g. economic, complexity, housing/appliance, lifestyle)?	-
What worked to alleviate the barriers?	-
Overview	
What role did incentives play?	-
Did complexity matter?	-
How important was automation?	-
Did different consumers behave differently?	-
Are the results consistent over time?	-