



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών
Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Διπλωματική Εργασία

Βλαχάκης Χρήστος

**Θέμα : Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και
Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον
βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.**

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούλιος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Διπλωματική Εργασία

Βλαχάκης Χρήστος

Θέμα : Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και
Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον
βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 13^η Ιουλίου 2015

.....
Νικόλαος
Χατζηαργυρίου

.....
Σταύρος
Παπαθανασίου

.....
Πάυλος
Γεωργιλλάκης

Αθήνα, Ιούλιος 2015

.....

Βλαχάκης Χρήστος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © ΒΛΑΧΑΚΗΣ ΧΡΗΣΤΟΣ, 2015

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ'ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήσεις που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το κείμενο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η παρουσίαση των ευφυών δικτύων (*Smart Grids*), του τρόπου με τον οποίον συμβάλλουν στην διεσπαρμένη παραγωγή, και θα ασχοληθούμε εκτενώς με ένα από τα βασικότερά του χαρακτηριστικά, την Διαχείριση ζήτησης, στα πλαίσια μίας αγοράς που αποτελείται από τους λεγόμενους *Prosumers* (Παραγωγούς-Καταναλωτές), στην οποία υπάρχει δυνατότητα πρόβλεψης τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

Αναλύουμε την λειτουργία της Διαχείρισης Ζήτησης, που επιτυγχάνεται μέσω της τηλεπικοινωνιακής υποδομής που προσφέρει ένα έξυπνο δίκτυο αλλά και των έξυπνων τεχνικών που χρησιμοποιούνται. Ακόμα, παρουσιάζεται μία συνοπτική ανάλυση του δείκτη κερδοφορίας για έναν διαχειριστή, προκειμένου να ενταχθεί στην αγορά.

Παρουσιάζεται ένα απλουστευμένο παράδειγμα εικονικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται από μικρό αριθμό καταναλωτών, πώς αυτοί βελτιστοποιούν την χρήση των συσκευών τους μέσα στην μέρα από την πλευρά του οικονομικού οφέλους, καθώς και τι συμβαίνει όταν η συνολική ζήτηση αυτών, υπερβαίνει την δυνατότητα του δικτύου.

Για την επίτευξη της παρουσίασης των πλεονεκτημάτων της διαχείρισης ζήτησης, αναλύεται λεπτομερώς πώς θα διαμορφωνόταν το συνολικό φορτίο και ο λογαριασμός της ηλεκτρικής ενέργειας για μία οικία με, και χωρίς αυτή.

Τέλος, στην εργασία περιλαμβάνονται οι αλγόριθμοι, οι υλοποιήσεις και οι προσομοιώσεις της διαδικασίας τιμολόγησης, λήψης αποφάσεων, και εκτέλεσης εντολών της παραπάνω διαδικασίας που παίρνει μέρος μεταξύ των μερών της Ηλεκτρικής Αγοράς, χρησιμοποιώντας λογισμικό *MatLab*.

Λέξεις κλειδιά : Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυο, Φορτίο, Βελτιστοποίηση, Διαχειριστής, Ηλεκτρική Αγορά, Δείκτης κερδοφορίας, *Prosumers*

Abstract

The purpose of this diploma thesis is the presentation of the Smart Grids, the way that they contribute to the dispersed energy generation, and we will analyze one of the most important features of them, Demand Response and Demand Side Management, in a market consisting of the "prosumers", and of price prediction availability.

We describe how Demand Response works and the communication protocols that a Smart Grid offers. Furthermore, we calculate the rate of profitability that a Coordinator has if he decides to enter in demand response actions.

Then, a simple example of an electricity grid is presented, consisting of a small number of end-up users and there is a presentation of how do they optimize their residential appliances schedule of use during the day, through price-based incentives, and moreover, what happens to the energy district if the total energy demand exceeds the grid limits. For this purpose, we show the contrast between the total load and the consumer payment for a day with and without demand response events.

In the end, one can see the whole algorithm, the implementation and simulation of the whole procedure and calculations, using Matlab.

Key words : Demand Response, Demand Side Management, Smart Grid, Load, Optimization, Coordinator, Electricity Market, Rate of Profitability, Prosumers

Ευχαριστίες

Θερμές ευχαριστίες στον υπεύθυνο καθηγητή της εργασίας κ. Χατζηαργυρίου Νικόλαο καθώς επίσης και στον κ. Μεσσήνη Γεώργιο για την εξαιρετική συνεργασία, την σωστή καθοδήγηση, την προθυμία και την βοήθειά τους.

Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου, που στάθηκαν δίπλα μου σε όλη την περίοδο εκπόνησης της εργασίας αλλά και καθ'όλη την διάρκεια της φοίτησης μου στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Ήταν πάντα δίπλα μου με όποιο τρόπο χρειάστηκε.

Περιεχόμενα

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ.....	1
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών	1
Υπολογιστών.....	1
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος.....	1
ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ.....	2
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και	2
Μηχανικών Υπολογιστών.....	2
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος.....	2
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	11
Ευφυή δίκτυα (Smart Grids)	11
1. Ευφυές δίκτυο	12
Η παραπάνω εικόνα έχει ληφθεί από [14]...... Σφάλμα! Δεν έχει οριστεί σελιδοδείκτης.	
1.1 Χαρακτηριστικά ενός ευφυούς δικτύου.....	13
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	15
Περιγραφή των προτύπων IEC 61850, OpenADR	15
2.1. Το πρότυπο IEC 61850.....	16
2.1.1. Δομή της πληροφορίας	17
2.1.2. Δομή ενός Logical Node	19
2.2. Το πρότυπο OpenADR.....	21
2.2.1. Πλεονεκτήματα και Χαρακτηριστικά του OpenADR.....	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....	24
Διαχείριση Ζήτησης (Demand Response)	24
3.2. Τοπικός Ελεγκτής.....	27
3.3. Είναι αποδοτικό και πότε μία εταιρία να γίνει Διαχειριστής Ενεργειακής Κοινότητας;.....	28
3.3.1. Περικοπή φορτίου (Net Curtailment).....	30
3.3.2. Μετακίνηση Φορτίου (Load Shifting).....	32
3.4. Εκτίμηση επένδυσης.....	35
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....	38
Demand Side Management, έξυπνα ενεργειακά	38
συστήματα και φορτία.....	38
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....	44
Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου.....	44
5.1. Γενικά για Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου και Inclining Block Rates	45
5.2. Περιγραφή του μοντέλου	46
5.2.1. Τοπικοί Καταναλωτές (<i>residential consumers</i>).....	46

5.2.2. Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου με χρήση Inclining Block Rates	48
5.3. Διαδικασία πρόβλεψης τιμής σε περιβάλλον τιμολόγησης πραγματικού χρόνου	50
5.4. Βέλτιστος Οικιακός Έλεγχος Φορτίου	53
5.4.1. Ειδικές περιπτώσεις.....	57
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6.....	58
Υλοποίηση, προσομοιώσεις και συμπεράσματα.....	58
6.1. Περίπτωση 1: Χωρίς Διαχείριση Ζήτησης	59
6.2. Περίπτωση 2: Λειτουργία Demand Side Management	64
6.3. Μεταβολή στην τελική πληρωμή του καταναλωτή λόγω συμμετοχής σε λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης.....	77
6.4. Αλγόριθμος Υλοποίησης με τη χρήση <i>Matlab</i>	78

(Κάθε βιβλιογραφική αναφορά στο γραπτό κείμενο θα αναφέρεται με την αρίθμηση της αντίστοιχης πηγής, βάσει βιβλιογραφίας, μέσα σε αγκύλες [])

Λίστα εικόνων

(Εικόνα 1) Έξυπνο δίκτυο	12
(Εικόνα 2) Μοντέλο έξυπνου δικτύου	13
(Εικόνα 3) Έξυπνος Μετρητής	14
(Εικόνα 4) Εφαρμογή του IEC 61850.....	17
(Εικόνα 5) Δομή της πληροφορίας	18
(Εικόνα 6) Χαρτογράφηση σε πρωτόκολλο επικοινωνίας.....	18
(Εικόνα 7) Δομή ενός Logical Node.....	19
(Εικόνα 8) Η ροή κατασκευής ενός string πληροφορίας	20
(Εικόνα 9) DRAS	21
(Εικόνα 10) Πλατφόρμες επικοινωνίας μεταξύ των ενδιαφερομένων	22
(Εικόνα 11) Διαδικασία λήψης αποφάσεων σε DR Event.....	23
(Εικόνα 12) Στάδια επικοινωνίας μεταξύ καταναλωτή και διαχειριστή.....	27
(Εικόνα 13) Η λειτουργία του Local Controller.....	27
(Εικόνα 14) Η λειτουργία του Local Controller.....	28
(Εικόνα 15) Γενικό πλάνο ενεργειακού συστήματος για λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης	29
(Εικόνα 16) Σχέση επιτυχημένων Αιτημάτων/Γεγονότα ανά οικία	31
(Εικόνα 17) Σχέση επιτυχημένων Αιτημάτων-Μέσου περικοπτόμενου φορτίου ανά οικία	31
(Εικόνα 18) Το φαινόμενο του "Rebound peak"	32
(Εικόνα 19 (α),(β),(γ)) Αποτελέσματα προσομοίωσης	33
(Εικόνα 20 α),(β),(γ)) Αποτελέσματα προσομοίωσης.....	34
(Εικόνα 21) Οικονομικός δείκτης κεφαλαίου IRR	36
(Εικόνα 22) Κατηγορίες Demand Side Management.....	39
(Εικόνα 23) Σχέση ενεργούς ισχύος-συχνότητας δικτύου.....	41
(Εικόνα 24) Ελεγκτής ενέργειας	41
(Εικόνα 25) Παράδειγμα προτεραιότητας χρήσης συσκευών ανάλογα την σημαντικότητά τους.....	42
(Εικόνα 26) πλάνο συμμετεχόντων στην λειτουργία Διαχείρισης Ενέργειας.....	46
(Εικόνα 27) (α) Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (β) Inclining Block rates	49
(Εικόνα 28) Συντελεστής αναμονής δ.....	50
(Εικόνα 29) Λειτουργία ενός έξυπνου μετρητή	51
(Εικόνα 30 (α),(β),(γ),(δ)) Συσχέτιση τιμών με (α) την ώρα της ημέρας, (β) τον μήνα του χρόνου, (γ) τις ημέρες της εβδομάδας, (δ) τις προηγούμενες μέρες.....	52
(Εικόνα 31) Εφαρμογή του Inclining Block Rate στην τιμολόγηση του οικιακού φορτίου.....	54
(Εικόνα 32) Μηνιαία πληρωμή για ηλεκτρική ενέργεια ανάλογη της διαχείρισης φορτίου	56
(Εικόνα 33) Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου με και χωρίς <i>Inclining Block rates</i>	56
(Εικόνα 34) Γράφημα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα την περίοδο της ημέρας.....	60
(Εικόνα 35) Συσχέτιση τιμών για διαφορετικές μέρες της εβδομάδας	60
(Εικόνα 36) Ημερήσια κατανάλωση για Δευτέρα-Σάββατο.....	62
(Εικόνα 37) Ημερήσια κατανάλωση για τη Κυριακή.....	62
(Εικόνα 38) Ελεγκτής ενέργειας που τοποθετείται σε κάθε οικία.....	64
(Εικόνα 39) Συνολική κατανάλωση της πρώτης οικίας για την ημέρα	71
(Εικόνα 40) Καμπύλη συνολικής ζήτησης του Energy District	71
(Εικόνα 41) Καμπύλες προσφοράς καταναλωτών.....	72
(Εικόνα 42) Valley Filling.....	73

(Εικόνα 43) Καμπύλη συνολικής ζήτησης μετά την πρώτη εξομάλυνση.....	74
(Εικόνα 44) Τελική καμπύλη συνολικής ζήτησης	75

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1 : Υποθέσεις για την ανάλυση κόστους-οφέλους	35
Πίνακας 2 : Ημερήσιοι συντελεστές για την πρόβλεψη τιμής ηλεκτρικής ενέργειας	53
Πίνακας 3 : Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ανά ημέρα της εβδομάδος	61
Πίνακας 4 : Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ανά ημέρα της εβδομάδος	61
Πίνακας 5 : Πίνακας χρέωσης ηλεκτρικής ενέργειας	63

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Ευφυή δίκτυα (Smart Grids)

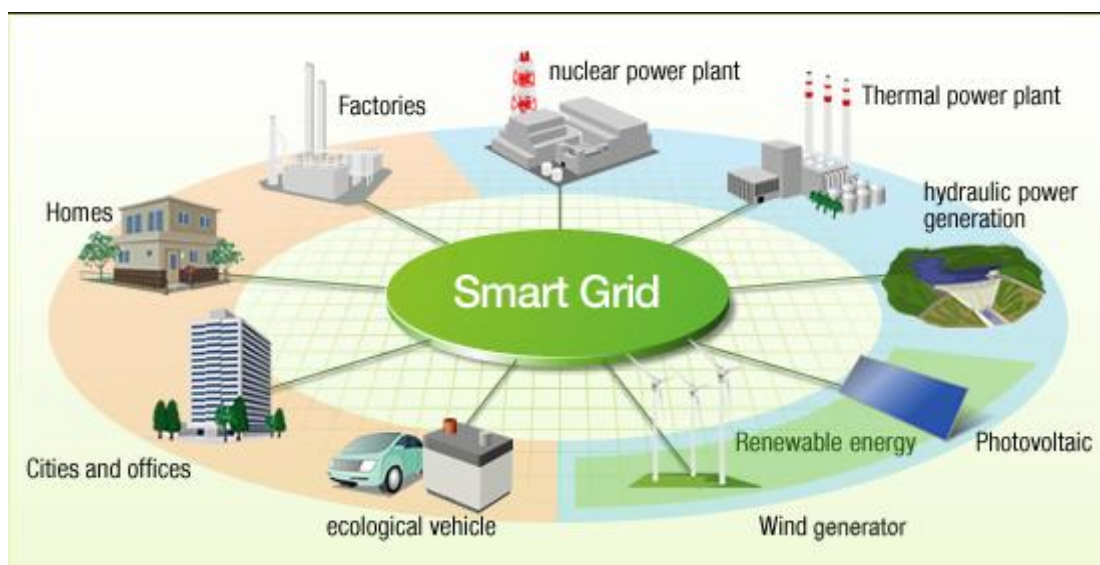
1. Ευφυές δίκτυο

Smart grid ή αλλιώς ευφυές δίκτυο είναι ένα εξελιγμένο σύστημα που διαχειρίζεται την ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας με ένα βιώσιμο, αξιόπιστο και οικονομικό τρόπο, χτισμένο σε προηγμένες υποδομές και συντονισμένο για να διευκολύνει την ενσωμάτωση όλων των εμπλεκόμενων.

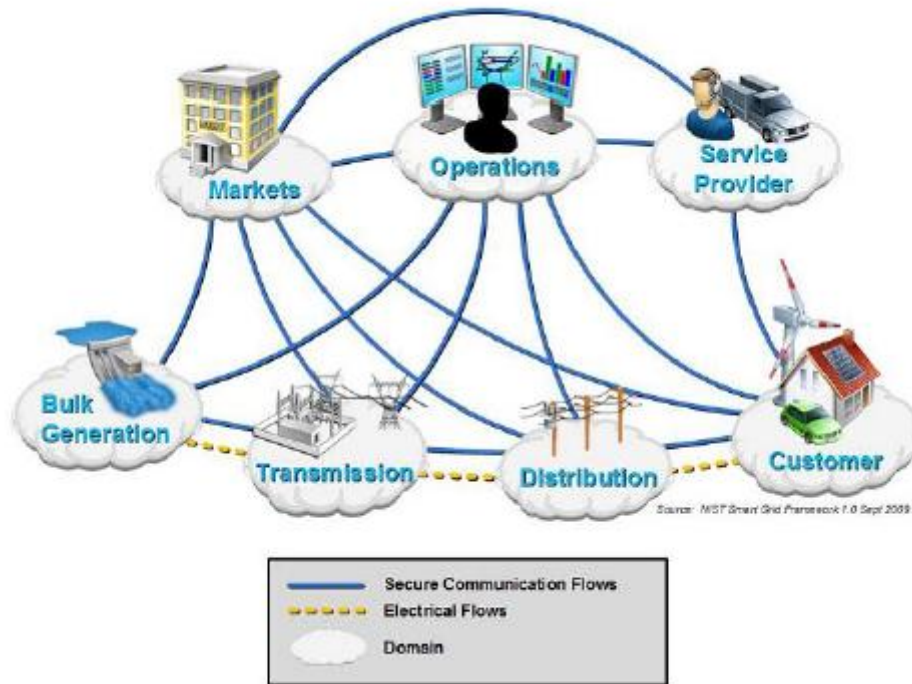
Τα έξυπνα δίκτυα παρέχουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια για να ανταποκριθούν στην αυξανόμενη ζήτηση, την αύξηση της αξιοπιστίας και της ποιότητας των προμηθειών ενέργειας, την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης, και θα είναι σε θέση να ενσωματώσουν ενεργειακές πηγές χαμηλών εκπομπών CO₂ στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα έξυπνα δίκτυα έχουν την ικανότητα ανταπόκρισης στην ζήτηση, με στόχο την εξισορρόπηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με την προσφορά, καθώς και την δυνατότητα να ενσωματώσουν νέες τεχνολογίες για την ενεργοποίηση συσκευών αποθήκευσης ενέργειας και την χρήση των ηλεκτρικών οχημάτων. Τα *έξυπνα δίκτυα* είναι δίκτυα που μπορούν να ενώνουν σταθμούς διεσπαρμένης παραγωγής, όπως οι αποκεντρωμένες μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, και με την χρήση προηγμένων συστημάτων ελέγχου να διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια με έναν πιο οικονομικό τρόπο, σε συνάρτηση με τις ανάγκες των καταναλωτών. Η λειτουργία των ευφύων δικτύων βασίζεται σε συστήματα λήψης απόφασης με τεχνητή νοημοσύνη.

(Πηγή : Διαδίκτυο)



(Εικόνα 1) Έξυπνο δίκτυο



(Εικόνα 2) Μοντέλο έξυπνου δικτύου

1.1 Χαρακτηριστικά ενός ευφυούς δικτύου

Ένα ευφυές δίκτυο στοχεύει στην βέλτιστη διαχείριση αφενός της διεσπαρμένης παραγωγής και αφετέρου της ζήτησης. Οι βασικότερες συνιστώσες ενός ευφυούς δικτύου είναι οι ευφυείς μετρητές και τα κέντρα ελέγχου ενέργειας.

Με την εγκατάσταση ευφύων μετρητών σε κάθε σημείο της κατανάλωσης καταγράφεται το φορτίο σε πραγματικό χρόνο και με την κατάλληλη τηλεπικοινωνιακή υποδομή, αυτό παρακολουθείται και ελέγχεται από ένα κέντρο ελέγχου ενέργειας. Οι μετρητές επίσης παρέχουν χρήσιμη πληροφορία σχετικά με τους τύπους του φορτίου και τα χαρακτηριστικά αυτού(π.χ. ημερήσια και εποχιακή διακύμανση ανά κατηγορία χρηστών), με στόχο τον σχεδιασμό μέτρων αύξησης της ενεργειακής απόδοσης και την διαμόρφωση σχετικών κινήτρων, την υλοποίηση τεχνικών διαχείρισης της αιχμής κ.α. Για παράδειγμα, κάθε καταναλωτής μπορεί ανά πάσα στιγμή κοιτάζοντας την οθόνη του μετρητή να γνωρίζει τί καταναλώνει, έτσι σε συνδυασμό με ένα χρονομεταβλητό τιμολόγιο θα μπορεί να αποφασίζει ποιά είναι η καλύτερη στιγμή για να κάνει τις περισσότερες ενεργοβόρες ενέργειες. Η διαχείριση φορτίου μπορεί επίσης να αποτελέσει πολύτιμο εργαλείο για την αύξηση του βαθμού διείσδυσης των ΑΠΕ, την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την διαχείριση της ανεπάρκειας ισχύος σε συνθήκες φορτίου αιχμής, όταν η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος δεν συμβαδίζει με την αύξηση της ζήτησης.

Παράλληλα, χάρη στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, μπορεί να αυτοματοποιηθεί και να βελτιστοποιηθεί η λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων. Βασικές λειτουργίες ενός Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας :

- Πρόβλεψη φορτίου και ισχύος ΑΠΕ(βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη)
- Βελτιστοποίηση της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής
- Καθορισμός του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ και κατανομή ισχύος στους επιμέρους σταθμούς
- Διαχείριση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας
- Αλγόριθμοι διαχείρισης ζήτησης και εργαλεία για την ενσωμάτωση ειδικών φορτίων, όπως οι μονάδες αφαλάτωσης που τροφοδοτούνται από ΑΠΕ
- Δυναμική αξιολόγηση θεμάτων ασφαλείας

Απαραίτητες συσκευές για την εκτέλεση των σχετικών διεργασιών είναι οι:

1. **Έξυπνοι ελεγκτές φορτίου**, οι οποίοι φέρουν μικροεπεξεργαστή, περιορισμένη μνήμη, εισόδους μετρήσεων και εξόδους με δυνατότητα οδήγησης διακοπών σε ρελέ και είναι ικανοί να συντονίζουν την λειτουργία και την σβέση μέρους ή του συνόλου των καταναλώσεων προς τις οποίες είναι συνδεδεμένοι εκτελώντας ληφθείσες οδηγίες από διαχειριστή ή άλλο προκαθορισμένο κέντρο ελέγχου.
2. Ως ανάλογες εφαρμογές νοούνται και οι **έξυπνοι μετρητές**, οι οποίοι πέρα από την καταγραφή της εισερχόμενης ή εξερχόμενης ενέργειας θα έχουν την ικανότητα να μπορούν να προσεγγίζουν το ενεργειακό προφίλ των πηγών ή των καταναλώσεων προς τα οποία συνδέονται, να επικοινωνούν και να ανταλλάζουν πληροφορίες με τοπικούς διαχειριστές και να υλοποιούν προϋποθέσεις και αποφάσεις τους.

(Πηγή : Διαδίκτυο)



(Εικόνα 3) Έξυπνος Μετρητής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Περιγραφή των προτύπων IEC 61850, OpenADR

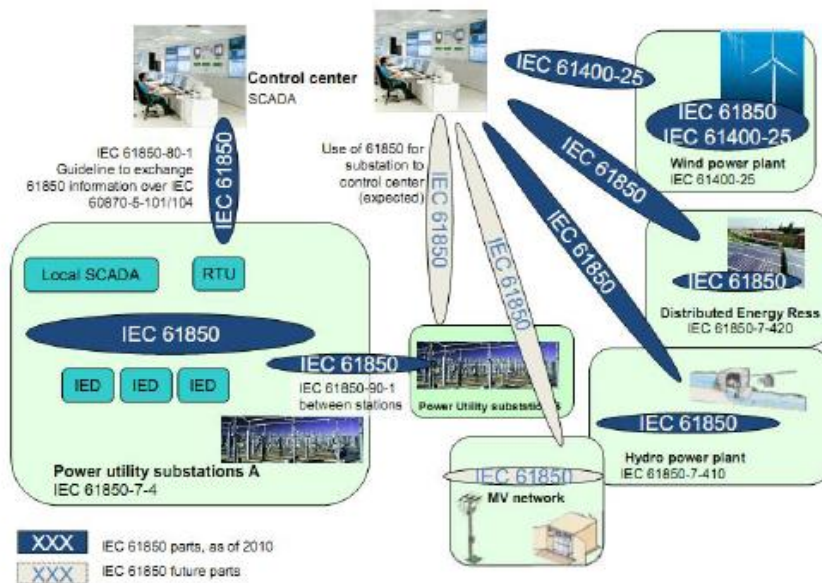
2.1. Το πρότυπο IEC 61850

Το πρότυπο *IEC 61850* είναι ένα ανερχόμενο πρότυπο που χρησιμοποιείται σε εφαρμογές υποσταθμών, με στόχο να μπορεί να καλύπτει ολόκληρο το φάσμα που αφορά τα *έξυπνα δίκτυα*. Αντικείμενο του προτύπου είναι οι επικοινωνίες σε έναν υποσταθμό, και χωρίζεται στις παρακάτω υποενότητες: [13]

- IEC 61850-1: Εισαγωγή και επισκόπηση
- IEC 61850-2: Glossary
- IEC 61850-3: Γενικές απαιτήσεις
- IEC 61850-4: System and project management
- IEC 61850-5: Απαιτήσεις επικοινωνίας ανάλογα της λειτουργίας μιας συσκευής
- IEC 61850-6: Γλώσσα/Κώδικας για την επικοινωνία σε έναν ηλεκτρικό υποσταθμό συσχετισμένο σε IEDs
- IEC 61850-7: Βασική δομή επικοινωνίας στον υποσταθμό και τον εξοπλισμό αυτού
 - IEC 61850-7-1: Αρχές και μοντέλα
 - IEC 61850-7-2: Περιγραφή του ASCII (*communication interface*)
 - IEC 61850-7-3: Common Data Classes (CDC)
 - IEC 61850-7-4: Compatible Logical Node Classes(LN) and Data Classes(DC)
 - IEC 61850-7-420: Logical Nodes για διεσπαρμένη παραγωγή
- IEC 61850-8: Χαρτογράφηση στοιχείων επικοινωνίας
 - IEC 61850-8-1: Χαρτογράφηση σε MMS
- IEC 61850-9: Χαρτογράφηση στοιχείων επικοινωνίας (*SCSM*)
 - IEC 61850-9-1: Sampled values over serial unidirectional multi-drop point to point link
 - IEC 61850-9-2: Sampled values
- IEC 61850-10: Δοκιμές συμμόρφωσης

Είναι εύκολα κατανοητό ότι το σημαντικότερο κομμάτι του προτύπου για την μοντελοποίηση στοιχείων διεσπαρμένης παραγωγής είναι το IEC 61850-7-420, λαμβάνοντας ακόμα χρήσιμες πληροφορίες από το κεφάλαιο IEC 61850-7 γενικά, αλλά και τα IEC 61850-5 & IEC 61850-6.

Το πρότυπο IEC 61850 δημιουργήθηκε με σκοπό να λύσει το πρόβλημα του *interoperability* (διαλειτουργικότητα) ορίζοντας τέτοια σημασιολογία, αποσπάσματα επικοινωνιακών λειτουργιών που μπορούν να μετατραπούν σε διαφορετικό πρωτόκολλο.



(Εικόνα 4) Εφαρμογή του IEC 61850

Η παραπάνω εικόνα, [14], μας δίνει τους τρόπους με τους οποίους το πρότυπο μπορεί να διαιρεθεί περαιτέρω, καλύπτοντας έτσι το μεγαλύτερο φάσμα των δυνατών υποσταθμών. Τέλος, οι επικοινωνίες μέσα σε έναν υποσταθμό, οδηγούνται σε ένα ή περισσότερα συστήματα SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition) και από εκεί στα Remote Terminal Units-RTU's & DER's.

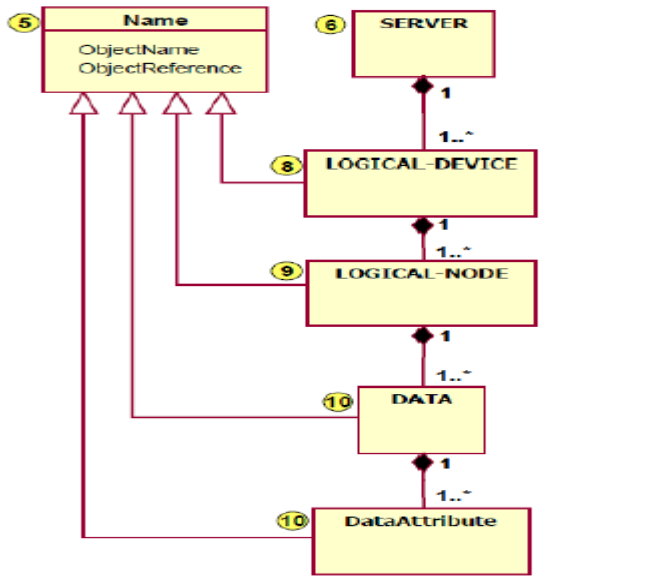
Το πρότυπο IEC 61850 προσφέρει μεγάλη ποικιλία επικοινωνιακών λειτουργιών ο έλεγχος από απόσταση, η προστασία του υποσταθμού από απόσταση, η επίβλεψη και η παρακολούθηση διαφορετικών IED's σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ισχύος. Στόχος του προτύπου είναι να συνδυάσει την δύναμη των παρακάτω τριών στοιχείων:

1. *Functional decomposition*: Χρησιμοποιείται για την κατανόηση της συσχέτισης μια λειτουργίας του υποσταθμού με το αντίστοιχο Logical Node που το περιγράφει.
2. *Data flow modeling*: Χρησιμοποιείται για την κατανόηση των διεπαφών επικοινωνίας (communication interface) που πρέπει να υποστηρίξει το σύστημα για την επιτυχή ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ των εξαγωγίμων στοιχείων επικοινωνίας από έναν υποσταθμό, και των απαιτήσεων του εξωτερικού δέκτη της πληροφορίας.
3. *Information modeling*: Αποκωδικοποίηση της εξαγωγίμης πληροφορίας..

2.1.1. Δομή της πληροφορίας

Κάθε σύστημα, αποτελείται από έναν αριθμό από physical devices. Ένα physical device είναι μία συσκευή συνδεδεμένη στο δίκτυο και χαρακτηρίζεται από μία δικιά της "διεύθυνση δικτύου". Ένα physical device αποτελείται από ένα ή περισσότερα Logical Devices (LD), αναλόγως την εφαρμογή. Με την σειρά της, κάθε Logical Device αποτελείται από Logical Nodes. Τα Logical Nodes αναπαριστούν την λειτουργία του IED. Οι Logical Nodes περιέχουν Data Objects διαφόρων τύπων. Οι τύποι αυτοί ονομάζονται Common Data Classes(CDC), όπου κάθε CDC περιέχει Data Attributes διαφόρων τύπων. Η δομή της πληροφορίας φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. [14]

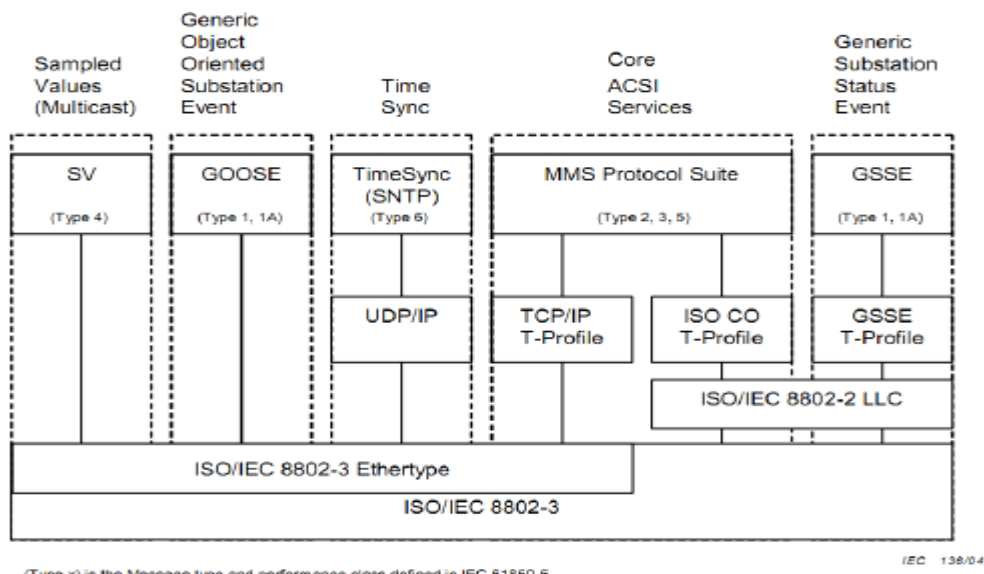
Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.



(Εικόνα 5) Δομή της πληροφορίας

- Τα βέλη με το λευκό άκρο δείχνουν στοιχεία που ένα- π.χ. Logical Device- κληρονομεί από το στοιχείο "Name".
- Τα βέλη με το μαύρο άκρο σηματοδοτούν το "consist of".

Εν συνεχεία, προκειμένου να υπάρξει επικοινωνία μεταξύ των μερών, το μοντέλο που περιγράψαμε παραπάνω, που ονομάζεται *ASCI Model*, πρέπει να χαρτογραφηθεί σε ένα πρωτόκολλο επικοινωνίας, όπως το *MMS*, *TCP/IP* ή *Ethernet*. Ανάλογα την εφαρμογή, προτιμάται κατά κύριο λόγο η χρήση του *Ethernet* λόγω της μεγάλης ταχύτητας επικοινωνίας και απόκρισης που προσφέρει. Στην παρακάτω εικόνα [8], βλέπουμε την χαρτογράφηση αυτή.



(Εικόνα 6) Χαρτογράφηση σε πρωτόκολλο επικοινωνίας

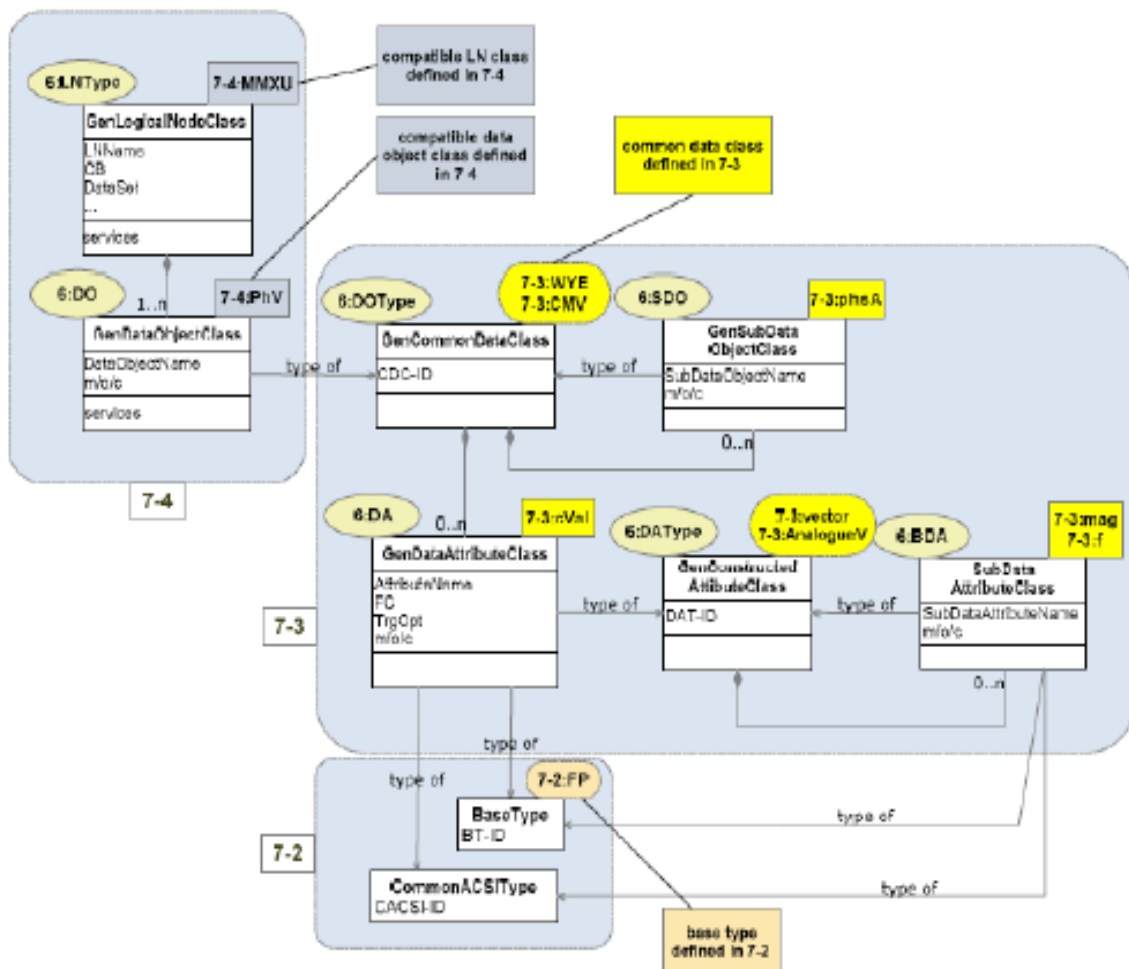
Τέλος, στο κεφάλαιο IEC 61850-6 ορίζεται τα *SCL files*(*Substation Configuration Language*). Το *SCL file* βασίζεται στην γλώσσα *XML*. Ένα πλεονέκτημα χρήσης των *SCL files* είναι η εξάλειψη των περισσότερων κινήσεων χειροκίνητης διαμόρφωσης του εξοπλισμού προς χρήση. Ένα δεύτερο πλεονέκτημα, που πιο πολύ προκύπτει σαν αποτέλεσμα του πρώτου, είναι η άμεση επικοινωνία μεταξύ διαφορετικού εξοπλισμού/συσκευών, διαφορετικής μάρκας, κάτι που είναι γνωστό ως *διαλειτουργικότητα*.

2.1.2. Δομή ενός Logical Node

Ένα *Logical Node*(*GenLogicalNodeClass*), (π.χ *MMXU*, logical node responsible for measurements), αποτελείται από ένα ή περισσότερα *GenDataObjectClasses*(π.χ. *PhV*, phase to neutral voltage).

Τα *GenDataObjectClasses* κληρονομούν από τα *GenCommonDataClasses* (*CDC*, π.χ. *WYE* and *CMV*).

Ένα *Common Data Class* αποτελείται από *Data Attributes* και *SubDataObjects*. Με την σειρά του το *GenSubDataObject* είναι τύπου *GenCommonDataClass*. Όπως βλέπουμε, συμβαίνει αναδρομή. Η αναδρομή αυτή μπορεί να είναι ενός επιπέδου. Ακολουθεί το παρακάτω παράδειγμα [14].



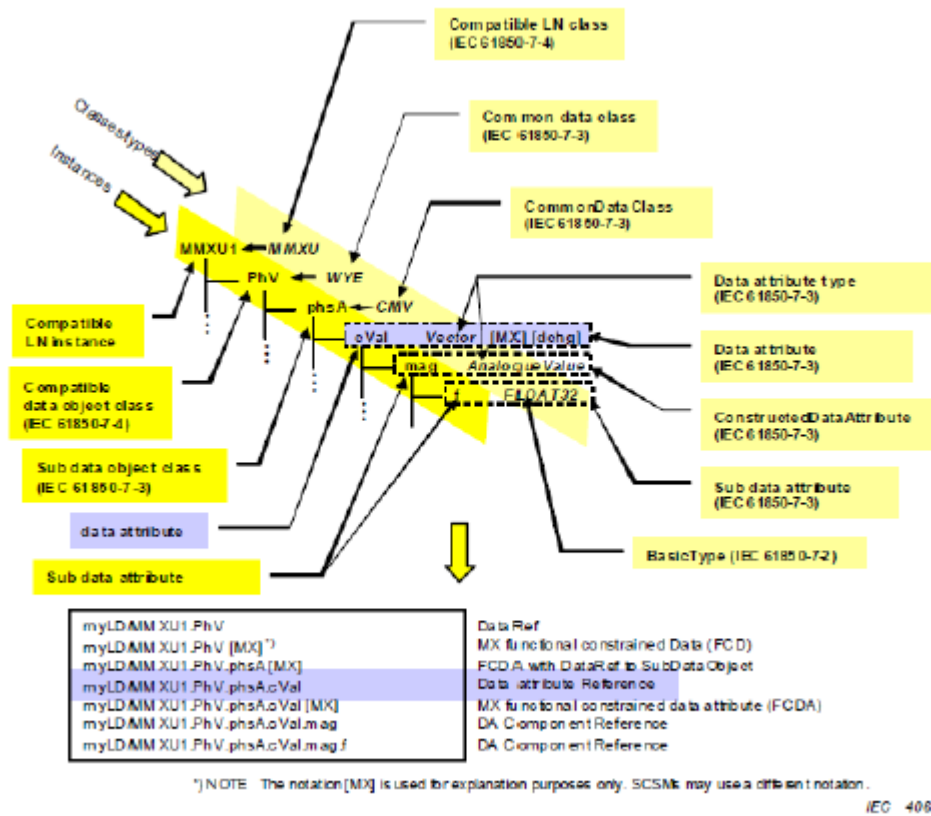
IEC 61850/10

(Εικόνα 7) Δομή ενός Logical Node

Στο παράδειγμα μας, ένα *Logical Node* τύπου MMXU περιλαμβάνει ένα *Data Object* ονόματος PhV, τύπου WYE. Ακόμα, το WYE περιέχει ένα *Data Object Type* ονόματος pshA και τύπου CMV. Εδώ συμβαίνει αναδρομή. Τέλος, το pshA περιέχει Data Attributes, όπως το cVal(complex value), το οποίο είναι τύπου *Analogue Value*(Data Attribute Type). Σε αυτό το παράδειγμα ειδικά, έχουμε διπλή αναδρομή. Ένα Data Attribute Type αποτελείται από ένα ή περισσότερα *Sub Data Attributes*, όπου τα Sub Data Attributes είναι τύπου Data Attribute Type. Το τελικό στάδιο της διεύθυνσης στοιχείου για την επιτυχή μετάδοση της πληροφορίας είναι τα λεγόμενα *basic types*(π.χ. FLOAT, BOOLEAN, INT e.t.c.).

Τελικά, η διαδρομή της πληροφορίας η οποία δημιουργήθηκε βάσει του προτύπου IEC 61850 είναι η παρακάτω [14] :

myLD/MMXU.PhV.pshA.cVal.(basic type)



(Εικόνα 8) Η ροή κατασκευής ενός string πληροφορίας

Τα *Common Data Classes* μπορούν να διαχωριστούν σε 6 κατηγορίες:

- 1) Status Information (SPS, DPS, INS, ENS, ACT, ACAD, SEC, BCR, HST)
- 2) Measuring Information (MV, CMV, SAV, WYE, DEL, SEQ, HMV, HWYE, HDEL)
- 3) Controls (SPC, DPD, INC, ENC, BSC, ISC, APC, BAC)
- 4) Status Settings (SPG, ING, ENG, TSG, CUG, VSG)
- 5) Analogue Value (ASG, CURVE, CSG)
- 6) Description Information (DPL, LPL, CSD)

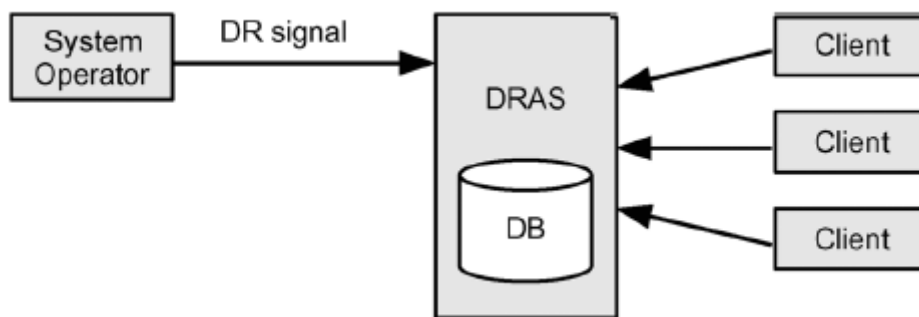
Κάθε *Common Data Class* καλείται και φέρνει μαζί του στοιχεία που περιγράφουν την λειτουργία του.

2.2. Το πρότυπο OpenADR

Το *OpenADR* (*Open Automated Demand Response*) είναι ένα σύνολο ενεργειών με σκοπό την μείωση του φορτίου στις περιπτώσεις τις οποίες η "αστοχία" του ηλεκτρικού δικτύου απειλεί την ισορροπία μεταξύ προσφοράς-ζήτησης ενέργειας είτε όταν επικρατούν τέτοιες συνθήκες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που προκαλεί την άνοδο της κόστους χρήσης αυτής.

Το *Automated Demand Response* αποτελείται από πλήρως αυτοματοποιημένα σήματα που παρέχονται από μία εταιρία-υπηρεσία, είτε είναι μία *Utility Company* είτε ένας *Coalition Coordinator* (διαχειριστής ηλεκτρικής κοινότητας), με σκοπό την απευθείας σύνδεση του τελικού καταναλωτή στην διαδικασία ελέγχου και στρατηγικής κατανάλωσης. Με άλλα λόγια, το *OpenADR* παρέχει διαλειτουργική ανταλλαγή πληροφορίας για την αυτοματοποίηση του *Demand Response*. [10]

- Πως λειτουργεί το *OpenADR*; [3]



(Εικόνα 9) DRAS

Μέσω του *OpenADR*, τόσο οι διαχειριστές όσο και οι τελικοί καταναλωτές έχουν πρόσβαση στα ερεθίσματα του ηλεκτρικού δικτύου, δίνοντας τους την δυνατότητα να τροποποιήσουν την ηλεκτρική συμπεριφορά τους αντίστοιχα.

Τα κύρια χαρακτηριστικά του *OpenADR* είναι:

- *Demand Response Automation Server (DRAS)*
- *DRAS Clients at the Customer's sites*
- Το *internet* ως επικοινωνιακή υποδομή

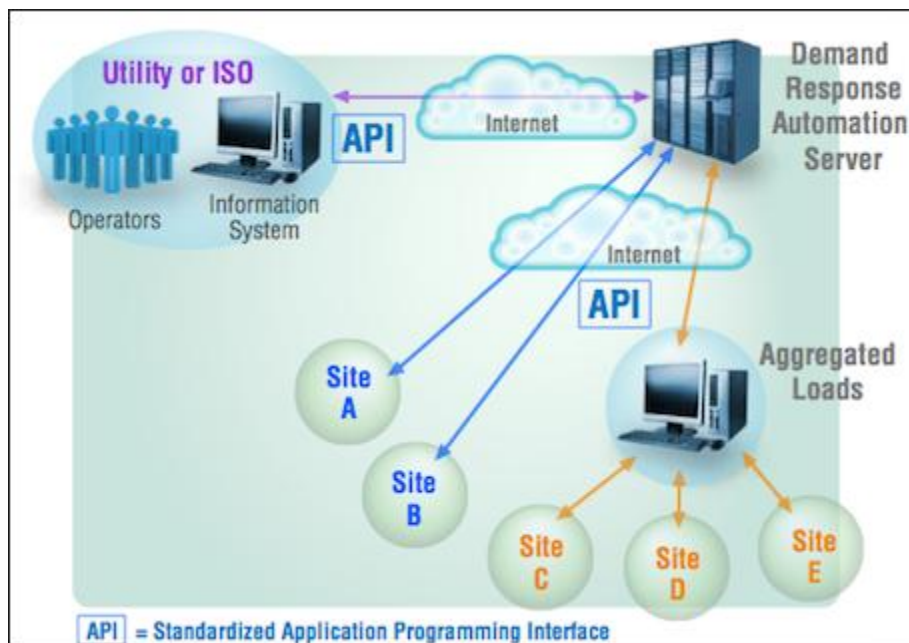
Το *DRAS* διευκολύνει την αυτόματη συμπεριφορά του τελικού καταναλωτή σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης, μέσω της γρήγορης επικοινωνίας με τον διαχειριστή.

Κατά τη διάρκεια ενός γεγονότος Διαχείρισης Ζήτησης (*Demand Response*), η δημόσια υπηρεσία ή ο ανεξάρτητος διαχειριστής του δικτύου (*ISO*), παρέχει πληροφορία στο *DRAS* σχετικά με το ποιες αλλαγές, και που, πραγματοποιήθηκαν, όπως για παράδειγμα το ωράριο αρχής και τέλους λειτουργίας συσκευής. Μια τυπική αλλαγή θα προσδιόριζε ένα ή περισσότερα από τα παρακάτω:

- PRICE_ABSOLUTE - Η τιμή ανά κιλοβατώρα
- PRICE_RELATIVE - Μία αλλαγή στην τιμή ανά κιλοβατώρα
- PRICE_MULTIPLE - το γινόμενο της τιμής επί ενός βασικού συντελεστή
- LOAD_AMOUNT - μία σταθερή τιμή φορτίου για μετακίνηση ή περικοπή
- LOAD_PERCENTAGE - Το ποσοστό του φορτίου για μετακίνηση ή περικοπή

Σε αυτό το σημείο να πούμε ότι, στις τρεις πρώτες περιπτώσεις, είναι στο χέρι του καταναλωτή να ανταποκριθεί στο πώς, πότε και πόσο θα ανταποκριθεί σε ένα γεγονός *Διαχείρισης ζήτησης*. Οι δύο τελευταίες περιπτώσεις συνήθως λειτουργούν αυτόματα, βάσει συμβάσεων που ισχύουν μεταξύ των εμπλεκομένων.

Το *OpenADR* περιγράφει ένα κοινόχρηστο *Demand Response interface* δίνοντας την δυνατότητα στους προμηθευτές της ηλεκτρικής ενέργειας να επικοινωνούν απευθείας με τους οικιακούς (και όχι μόνο) καταναλωτές χρησιμοποιώντας μία κοινή γλώσσα μέσω μιας γνωστής και υπάρχουσας πλατφόρμας όπως το *Internet*.



(Εικόνα 10) Πλατφόρμες επικοινωνίας μεταξύ των ενδιαφερομένων

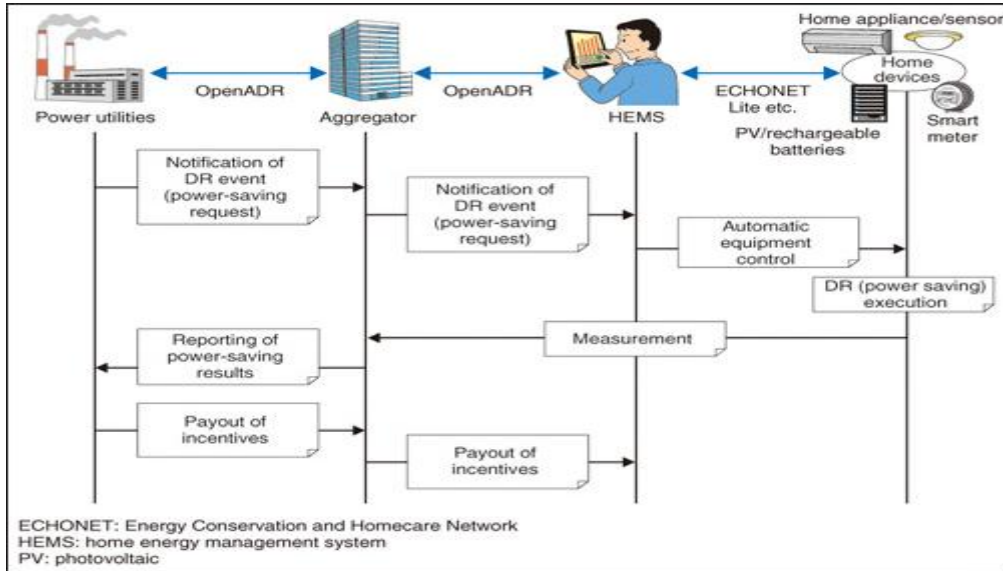
2.2.1. Πλεονεκτήματα και Χαρακτηριστικά του OpenADR

- Τιμολόγηση και Αξιοπιστία : Μεταφέρει την πληροφορία - ερεθίσματα από τους προμηθευτές στους πελάτες.
- Επιλογή του καταναλωτή το κατά πόσο θα ανταποκριθεί στο ερέθισμα.
- Μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε εγκαταστάσεις όπου ήδη χρησιμοποιείται κάποιο άλλο πρωτόκολλο (π.χ. *BACNet*)
- Η χαμηλού κόστους αυτοματοποίηση των διαδικασιών για *Demand Response* με αποτέλεσμα την χρήση λιγότερης ακριβής ενέργειας ωφελεί τους πελάτες και την κοινότητα στο σύνολο.

Διαπιστώνουμε από τα παραπάνω ότι κάθε *VTN* μπορεί να έχει ένα ή περισσότερα *VEN*.

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένας *VTN* κόμβος, ο οικιακός καταναλωτής ένας *VEN* κόμβος, ενώ ο διαχειριστής (*ISO/utility company*) είναι και τα δύο. Οι πληροφορίες που ανταλλάσσονται στο παραπάνω σχήμα μπορούν συνοπτικά να αποδοθούν ως εξής:



(Εικόνα 11) Διαδικασία λήψης αποφάσεων σε DR Event

Βλέπουμε λοιπόν την διαδικασία λήψης αποφάσεων σε ένα *DR Event*, σε συνδυασμό με την χρήση του *OpenADR*. Η διαδικασία του Demand Response θα αναλυθεί εκτενέστερα στο επόμενο κεφάλαιο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Διαχείριση Ζήτησης (Demand Response)

3.1. Τι σημαίνει Demand Response

Διαχείριση Ζήτησης είναι η δράση που αποσκοπεί στην μείωση της ζήτησης και χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας, διαμέσου ανταπόκρισης των καταναλωτών σε ερεθίσματα ηλεκτρικής τιμολόγησης, χρηματικών κινήτρων, είτε εντολών της δημόσιας υπηρεσίας ηλεκτρικής ενέργειας ή του διαχειριστή της εκάστοτε ηλεκτρικής κοινότητας, ώστε να διατηρείται η ορθή λειτουργία του δικτύου αλλά και να αποφεύγεται η άνοδος των τιμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συμμετέχοντες σε γεγονός διαχείρισης της ζήτησης, συμφωνούν να αλλάξουν την ενεργειακή τους χρήση μέσα στην μέρα ή ακόμα και να μειώσουν την συνολική ηλεκτρική τους ζήτηση (KWh) με σκοπό το οικονομικό όφελος. (*U.S. Federal Energy Regulatory Commission*)

Στο πλαίσιο της διαχείρισης ζήτησης συναντάμε την ορολογία "*prosumers*", ο οποίος είναι τελικός καταναλωτής και ταυτόχρονα παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας (μέσω φωτοβολταϊκής εγκατάστασης π.χ.)

Ακόμα, όπως έχουμε αναφέρει και παραπάνω, μια ενεργειακή κοινότητα (*ED: Energy District*) έχει και έναν διαχειριστή, *DSO/ISO* ή *Coalition Coordinator*. Σκοπός του διαχειριστή είναι η βέλτιστη δυνατή χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από την ενεργειακή κοινότητα που διαχειρίζεται, ώστε να μειώνεται η αντίστροφη φορά ενέργεια που φτάνει στον ζυγό, μετατρέποντας το δίκτυο σε "ενεργό", χρησιμοποιώντας ένα πρόγραμμα *Διαχείρισης Ζήτησης*. Αυτό διότι ένα "ενεργό" δίκτυο προκαλεί προβλήματα στην ποιότητα της ενέργειας στον τελικό καταναλωτή αλλά και στην σταθερότητα του δικτύου.

Διαχείριση ζήτησης είναι η δυνατότητα που δίνεται στους καταναλωτές να μειώσουν την ενεργειακή τους κατανάλωση σε ένα δεδομένο χρονικό διάστημα, ή να μετακινήσουν την χρήση αυτής για αργότερα, ανταποκρινόμενοι σε μεταβολές της ηλεκτρικής τιμολόγησης, των περιβαλλοντολογικών συνθηκών και την αξιοπιστίας του δικτύου. Αποτέλεσμα αυτών των πράξεων είναι:

- Οι καταναλωτές πληρώνουν λιγότερα
- Αποφεύγονται ηλεκτρικά *blackouts*
- Μειώνεται η συνολική παραγωγή ενέργειας από την ηλεκτρική αγορά (*IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5*)

Η σχεδίαση του προγράμματος ανταπόκρισης σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης χωρίζεται σε 3 στάδια:

- Πρόβλεψη (Ξεχωριστά για κάθε τελικό καταναλωτή - *prosumer*)
- Σχεδιασμός (Για ολόκληρη την Ενεργειακή κοινότητα)
- Έλεγχος πραγματικού χρόνου (Για το στάδιο αυτό, είναι απαραίτητη η χρήση *τοπικού ελεγκτή*, ο οποίος, βασισμένος στο ενεργειακό προφίλ κάθε καταναλωτή, προγραμματίζει αντιστοίχως την οικιακή χρήση σε πραγματικό χρόνο)

Τοπικός Ελεγκτής - Input : Προβλέψεις τιμών για κάποιο χρονικό ορίζοντα
Προβλεπόμενη Παραγωγή Ενέργειας
Προτιμήσεις χρήστη
- Output : Πρόγραμμα Ενεργειακής Χρήσης
Τιμή ενέργειας

- Η λειτουργία του Διαχειριστή (*Coalition Coordinator*):

Διεγείρει και επιβραβεύει τους συμμετέχοντες στο γεγονός διαχείρισης ζήτησης για την ανταπόκριση τους στα σήματα τιμών που ο ίδιος εξέδωσε. Ο καταναλωτής παίρνει την απόφαση βάσει κριτηρίων και προσωπικών στόχων, αυτόνομα και βασισμένος στη λύση του λεγόμενου *Prosumer Problem* (θα αναλυθεί παρακάτω). Στην συνέχεια οι "*prosumers*" στέλνουν προσφορές σε όρους ενεργειακής ποσότητας και τιμής που μπορεί να βρει όντας διατεθειμένος να επαναπρογραμματίσει την ενεργειακή του κατανάλωση. Ύστερα, ο διαχειριστής συλλέγει τις προσφορές αυτές ξεχωριστά από κάθε τελικό καταναλωτή και επιλέγει εκείνη που θα μεγιστοποιήσει την χρησιμότητα του *Energy District*, πραγματοποιώντας ουσιαστικά μία δημοπρασία.

Purchasing cost for End-User = Cost of Energy on Market + transport costs + transmission line costs + other charges

Στην δική μας περίπτωση ο *διαχειριστής* θα είναι μία ανεξάρτητη εταιρεία η οποία αποκομίζει κέρδος απευθείας από την ανταπόκριση των χρηστών της. Στόχος του είναι να προγραμματίσει με τέτοιο τρόπο την ηλεκτρική κατανάλωση των πελατών του, ώστε να ελαχιστοποιήσει το κόστος χρήσης αυτής αναλογιζόμενος την διαφοροποίηση της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας στην ώρα χρήσης (***Time Of Use tariffs (TOU)***).

Για την επίτευξη του στόχου αυτού, καλείται να λύσει το λεγόμενο "*Optimum Portfolio Problem*". Στόχος του διαχειριστή είναι η βέλτιστη λειτουργία της υπ'ευθύνης του ενεργειακής κοινότητας, μειώνοντας την αντίθετη ροή ενέργειας προς το δίκτυο επαναπρογραμματίζοντας το προφίλ ενεργειακής χρήσης κάθε τελικού καταναλωτή, εφαρμόζοντας ένα κατάλληλο *πρόγραμμα* ανταπόκρισης στην διαχείριση ζήτησης. Αυτή η διαδικασία απαιτεί τρία στάδια :

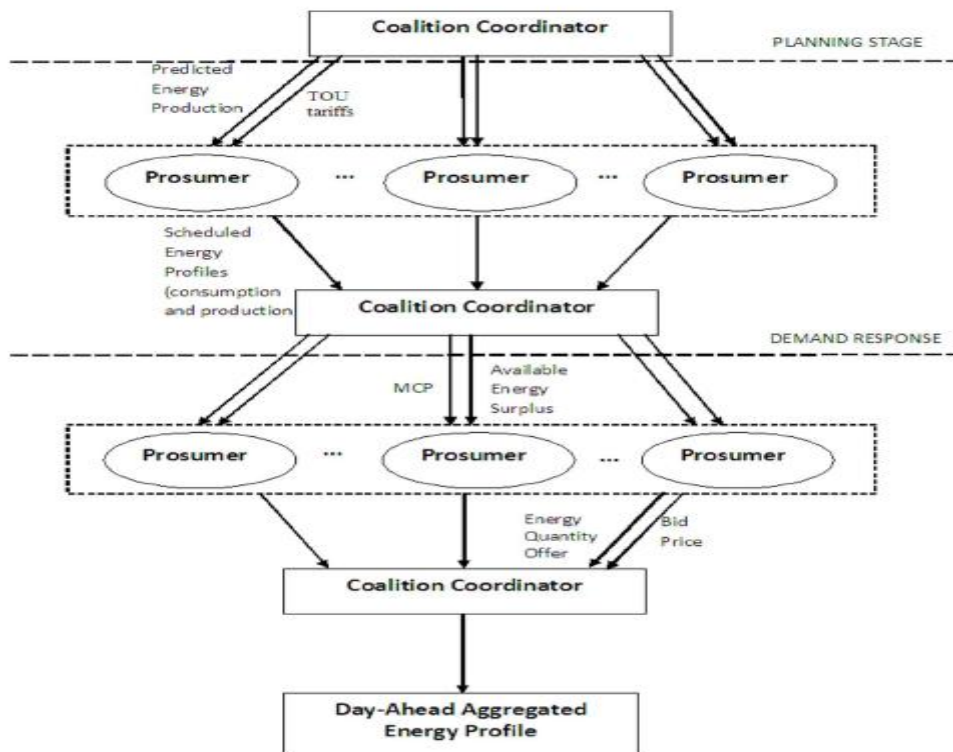
- Στάδιο σχεδιασμού
- Στάδιο ενημέρωσης του διαχειριστή
- Στάδιο πραγματικού χρόνου

Το πρόγραμμα αυτό αποτελείται από δύο συνδεδεμένα μέρη, το "*Prosumer's Problem*" και το "*Coordinator's Problem*"

- The "*Prosumer's Problem*" : Σχεδιάζει την ενεργειακή του χρήση για το επόμενο ορισμένο χρονικό διάστημα βασισμένος σε ερεθίσματα και στέλνει πίσω το ενεργειακό του προφίλ στον διαχειριστή.
- The "*Coordinator's Problem*" : Εκτιμά το διαθέσιμο ενεργειακό περίσσειμα. Στην συνέχεια προτείνει ένα πρόγραμμα *Διαχείρισης Ζήτησης* με προτεινόμενες διορθώσεις στο ενεργειακό προφίλ του τελικού καταναλωτή για την μεγιστοποίηση της ωφελιμότητας της ενεργειακής κοινότητας.
-

Η παρακάτω εικόνα παρουσιάζει τα στάδια επικοινωνίας μεταξύ καταναλωτή και διαχειριστή, καθώς και την διαδρομή αυτών, με εμφανή τα στάδια που περιγράφηκαν παραπάνω [1] :

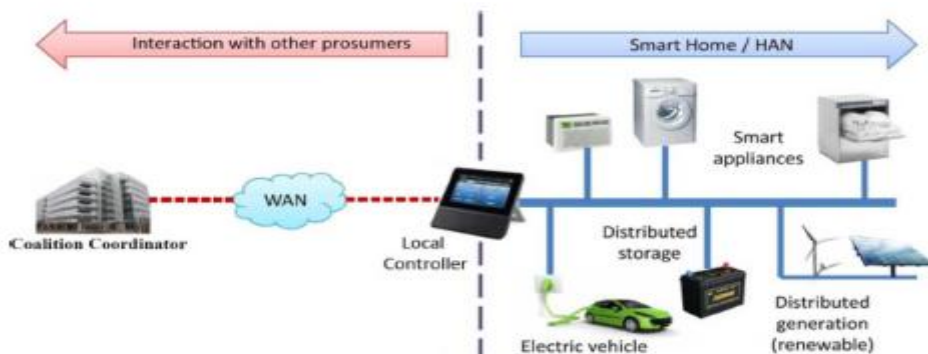
Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.



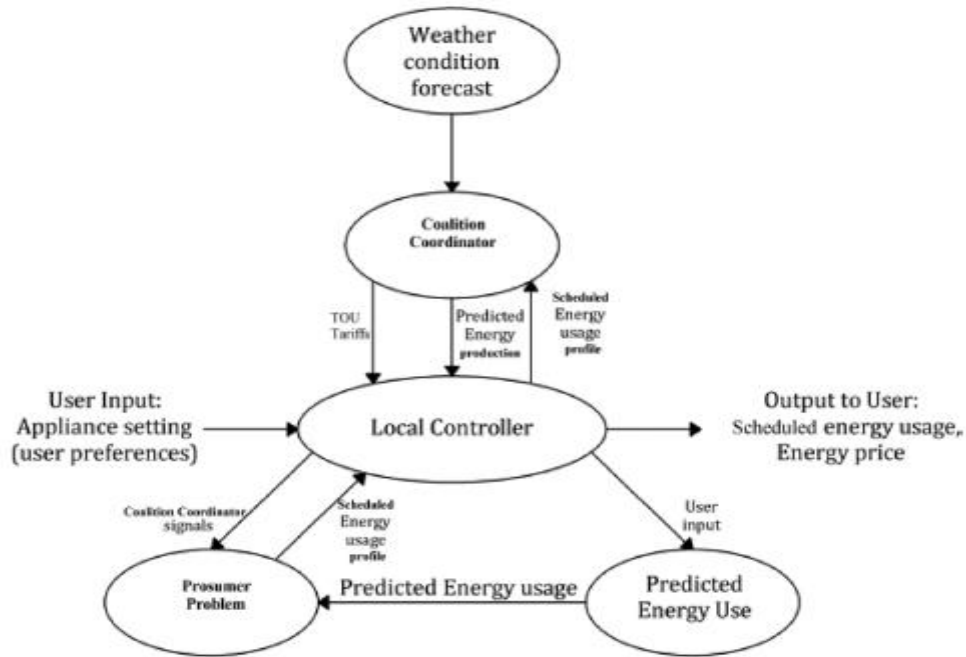
(Εικόνα 12) Στάδια επικοινωνίας μεταξύ καταναλωτή και διαχειριστή

3.2. Τοπικός Ελεγκτής

Βέβαια, για την επίτευξη αυτών των λειτουργιών είναι η ύπαρξη ενός τοπικού ελεγκτή σε κάθε καταναλωτή. Ο Τοπικός ελεγκτής, βάσει των μετρήσεων που λαμβάνει παράγει το αντίστοιχα σήματα.



(Εικόνα 13) Η λειτουργία του Local Controller



(Εικόνα 14) Η λειτουργία του Local Controller

Τα σχήματα αυτά, [1], μας παρέχουν μια καλή εικόνα της λειτουργίας του. Αρχικά, ο διαχειριστής λαμβάνει μετρήσεις καιρικών συνθηκών σύμφωνα με τις οποίες, μεταβιβάζει στον ελεγκτή την πρόβλεψή του για την παραγόμενη ενέργεια καθώς και την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάθε στιγμή χρήσης της (TOU - Time Of Use Tariffs). Ο τοπικός ελεγκτής δέχεται ακόμα σαν είσοδο, τις προτιμήσεις χρήσης του καταναλωτή, δηλαδή την προτεραιότητα - αναγκαιότητα στην χρήση των διαφόρων συσκευών, τον απαραίτητο χρόνο ολοκλήρωσης λειτουργίας, καθώς και κάποια χαρακτηριστικά τους όπως για παράδειγμα αν η λειτουργία μπορεί να είναι διακοπτόμενη ή όχι. Το αποτέλεσμα της πρόβλεψης ενεργειακής χρήσης, μαζί με τα σήματα του διαχειριστή, συντελούν το "prosumer's problem", μέσω του οποίου προσδιορίζεται το ενεργειακό προφίλ χρήσης του χρήστη, το οποίο επιστρέφει πίσω στον τοπικό ελεγκτή. Τέλος, με όλες αυτές τις μεταβλητές, ο τοπικός ελεγκτής

έχει σαν output το *DR schedule* του χρήστη και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι όροι "prosumer's problem" και "coordinator's problem" θα αναλυθούν βαθύτερα σε επόμενο κεφάλαιο.

3.3. Είναι αποδοτικό και πότε μία εταιρία να γίνει Διαχειριστής Ενεργειακής Κοινότητας;

Η αποδοτικότητα του συστήματος κρίνεται από 3 μεταβλητές :

- Πληθυσμός που συμμετέχει στο *Demand response*
- Ελαστικότητα οικίας στο πόσες φορές είναι διατεθειμένη να συμμετάσχει σε ένα *DR Event*
- Μέγεθος διαθέσιμου φορτίου προς μετακίνηση/περικοπή

Αρχικά, θα πρέπει να υπάρχει η κατάλληλη υποδομή προκειμένου μια εταιρία να μπορεί να επικοινωνεί κατάλληλα με τους καταναλωτές και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Δεύτερων, η εταιρία θα κοιτάξει κατά πόσο είναι κερδοφόρο για αυτήν να συμμετάσχει.

Η λειτουργία της διαχείρισης ζήτησης σε ένα *έξυπνο δίκτυο* χαρακτηρίζεται ως ετερογενής, με την έννοια ότι υπάρχουν διάφοροι παράγοντες που καθορίζουν την συμπεριφορά του ατόμου. Αυτοί χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. Τα "*incentive-based DR*" και "*price-based DR*".

Η πρώτη κατηγορία ουσιαστικά είναι το κατά πόσο είναι ο διαχειριστής διατεθειμένος να πληρώσει τον καταναλωτή να μειώσει την κατανάλωση της ενέργειας του όταν η ασφάλεια του δικτύου βρίσκεται σε κίνδυνο ή οι τιμές είναι αρκετά ψηλές.

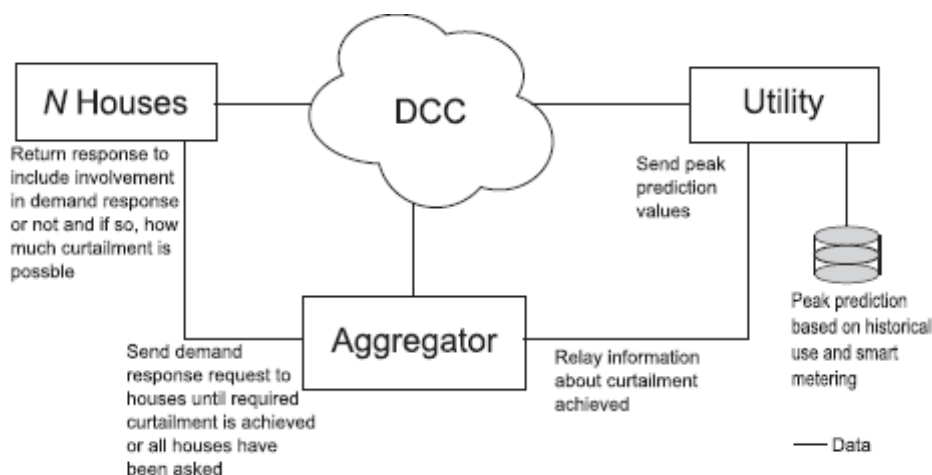
Η δεύτερη κατηγορία δίνει στους καταναλωτές την δυνατότητα να προγραμματίσουν έτσι την ηλεκτρική τους χρήση με σκοπό την εξοικονόμηση χρήματος.

"*Price-Based DR*" ερέθισμα είναι η λειτουργία *Time of Use (TOU)*, τιμολόγηση που έχει ως αποτέλεσμα την μείωση των μεγίστων στην καμπύλη κατανάλωσης δίνοντας κίνητρο στους καταναλωτές να χρησιμοποιήσουν την ηλεκτρική ενέργεια σε ώρες όπου είναι πιο φθηνή. Ένα μειονέκτημα της πολιτικής αυτής είναι η δημιουργία των λεγόμενων "*rebound peaks*".

Το φαινόμενο αυτό παρατηρείται όταν ένα κομμάτι του πληθυσμού της κοινότητας μετακινεί την κατανάλωση του σε άλλες ώρες με πιο χαμηλό κόστος και έτσι δημιουργούν ένα νέο *demand peak*. Αυτό σε θεωρητικό και ρεαλιστικό βαθμό, καθώς στην δική μας ανάλυση ο διαχειριστής είναι υπεύθυνος για την μετακίνηση φορτίων χωρίς την διαχείριση του "*rebound peak*".

Επανερχόμενοι λοιπόν στο κατά πόσο είναι κερδοφόρο για μια εταιρία να εισέλθει στην συγκεκριμένη αγορά, θέτουμε ως στόχο αλλά και παράλληλα προϋπόθεση, οι οικίες του πληθυσμού της ενεργειακής κοινότητας να μπορούν να μειώσουν την συνολική μέγιστη κατανάλωση (*peak consumption*) τουλάχιστον κατά 20%. Με τον όρο *μέγιστη κατανάλωση* ορίζουμε την συνολική μέγιστη κατανάλωση μίας ημέρας.

Αφού ορίσαμε την μέγιστη συνολική κατανάλωση, στόχος της διαχείρισης ζήτησης είναι να αλλάξει την συνολική ζήτηση έτσι ώστε να μην υπάρχουν μέγιστα μεγαλύτερα από ένα όριο που ορίζεται στο 80% της μέγιστης ζήτησης χωρίς αυτήν.



(Εικόνα 15) Γενικό πλάνο ενεργειακού συστήματος για λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης

Η παραπάνω εικόνα βρίσκεται στην [4]

Τρεις παραδοχές για το σύστημα αυτό είναι:

- Απαιτείται μείωση του μεγίστου ζήτησης κατά τουλάχιστον 20%
- Η εταιρία μπορεί να προσφέρει μέχρι και 30 λεπτών μπροστά πρόβλεψη κατανάλωσης βασισμένη σε ιστορικά στοιχεία.
- Προϋπάρχει υποδομή για μετρήσεις και μεταφορά δεδομένων.

Η λειτουργία Demand Response μπορεί αν πραγματοποιηθεί με δύο τρόπους:

- **Περικοπή φορτίου (Net Curtailment)** : Τρόπος κατά τον οποίο συμβαίνει μείωση στην κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο διαχειριστής έχει την δυνατότητα να παρέμβει και να χειριστεί συγκεκριμένα φορτία μίας οικίας.
- **Μετακίνηση φορτίου (Load Shifting)** : Μεταφορά της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε άλλη στιγμή της ημέρας με χαμηλότερο κόστος χρήσης.

Ακόμα, θα ορίσουμε κάποια χαρακτηριστικά για την ενεργειακή κοινότητα :

- Σύνολο N οικίες
- Περίοδος πρόβλεψης τα 30 λεπτά ώστε να προκύπτουν 48 περίοδοι την μέρα.
- Μια ποσότητα p , από το σύνολο N , χαρακτηρίζονται ως αποδέκτες των ενεργειών διαχείρισης ζήτησης.
- Κάθε αποδέκτης μπορεί να περικόψει έως $d\%$ της ηλεκτρικής του κατανάλωσης μέσα σε μία περίοδο.
- Κάθε φορά που κάποιος αποδέκτης συμμετέχει σε ένα γεγονός διαχείρισης ζήτησης αυτό σημειώνεται. Όλοι οι συμμετέχοντες πρέπει να έχουν τον ίδιο μέγιστο αριθμό συμμετοχών στο τέλος της ημέρας (48 περιόδων).

Η συμπεριφορά του διαχειριστή

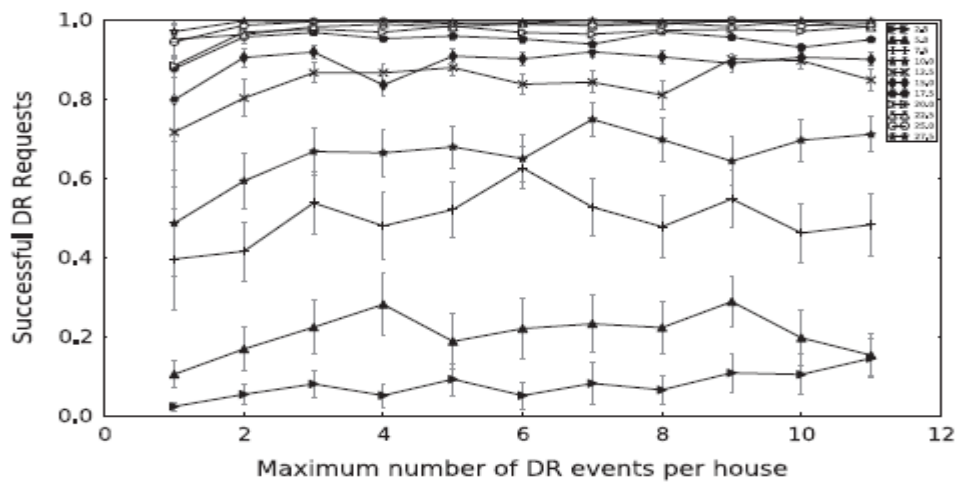
Κάθε γεγονός ενεργοποιείται από την εταιρία η οποία στέλνει σήματα στο διαχειριστή όταν η πρόβλεψη για την ζήτηση της επόμενης περιόδου είναι υψηλότερη από το όριο που έχει τεθεί. Ο διαχειριστής στην συνέχεια ζητά από τις οικίες να συμμετάσχουν σε περικοπή ή μεταφορά φορτίου, συμμετοχή η οποία εξαρτάται από τις παραμέτρους κάθε οικίας. Τότε θα συμμετέχει στο γεγονός διαχείρισης ζήτησης μειώνοντας την ζήτηση του κατά $d\%$, αν δεν έχει ξεπεράσει το όριο *maximum* συμμετοχών (*Net Curtailment*). Σε περίπτωση μετακίνησης φορτίου κάθε οικία που συμμετέχει στέλνει ένα ακόμα σήμα στο διαχειριστή, ποιά ώρα προγραμματίστηκε η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η πληροφορία στην συνέχεια μεταβιβάζεται στην εταιρία (*utility company*) προκειμένου να έχει στοιχεία για να παράξει τις επόμενες προβλέψεις ζήτησης.

Αποτελέσματα προσομοίωσης (*System behaviour modelling for demand response provision in a smart grid, Saraansh Dave*)

3.3.1. Περικοπή φορτίου (Net Curtailment)

Ορίζουμε μία μεταβλητή ως τον λόγο του αριθμού των πετυχημένων γεγονότων διαχείρισης ζήτησης, προς τον αριθμό των αντίστοιχων αιτημάτων του διαχειριστή (**success rate**). Το request γίνεται μόνο όταν η συνολική ζήτηση αναμένεται να είναι πάνω από το 20% του μέγιστου ορίου. Επιτυχία (*success DR*) υπάρχει όταν επιτυγχάνεται όντως μείωση τουλάχιστον 20%.

Το παρακάτω γράφημα μας δείχνει πως ο αριθμός των επιτυχιών, διαφέρει ανάλογα του μέγιστου αριθμού της ενεργειακής κοινότητας. [4]



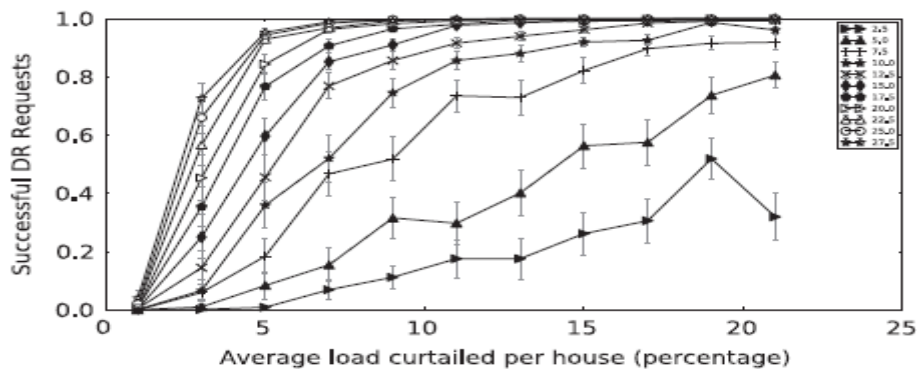
(Εικόνα 16) Σχέση επιτυχημένων Αιτημάτων/Γεγονότα ανά οικία

Στην περίπτωση αυτή, η μεταβλητή d που ορίσαμε νωρίτερα, λαμβάνει τιμές με μέση τιμή 8 και διασπορά 0,5. [4]

Από το γράφημα συμπεραίνουμε πως ο τρόπος για να βελτιώσουμε το δείκτη επιτυχίας, είναι να υπάρχει όσο το δυνατόν μεγαλύτερος αριθμός αποδεκτών σε μία ενεργειακή κοινότητα.

Το γράφημα δείχνει ακόμα πως για να μπορεί ο διαχειριστής να παρέχει ανταπόκριση κοντά στην μονάδα (*successful DR service*), τότε πρέπει τουλάχιστον το 27,5% του πληθυσμού να συμμετάσχει, υπό την προϋπόθεση ότι κάθε σπίτι μειώνει την κατανάλωση του κατά 8% μέσο όρο.

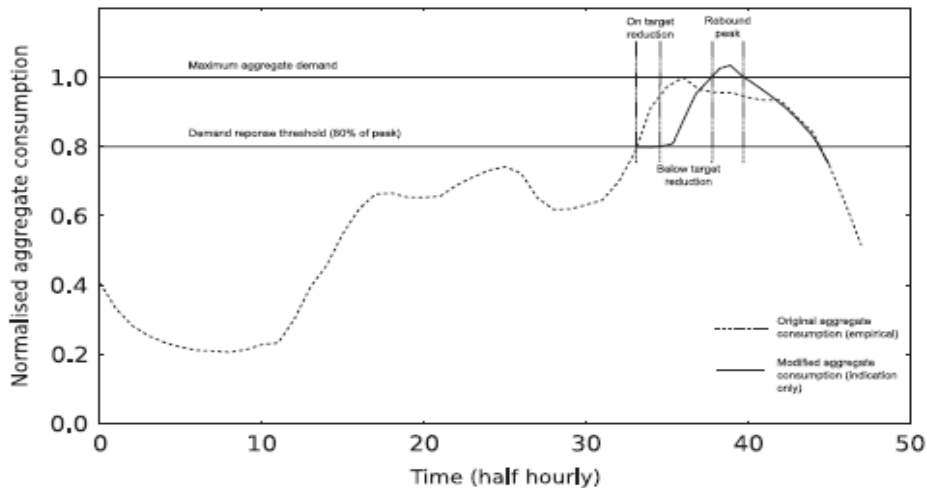
Το δεύτερο γράφημα επιχειρεί να οριοθετήσει το μέγιστο αριθμό γεγονότων διαχείρισης ζήτησης στα 2, αφήνοντας ελεύθερο το κατά πόσο μια οικία μπορεί να μειώσει την κατανάλωση της. Παρατηρούμε πως ακόμα και αν η μείωση στην κατανάλωση μίας οικίας έφτανε το 15%, πάλι θα απαιτούνταν η συμμετοχή του 27,5% του πληθυσμού. Τα δύο αυτά γραφήματα δίνουν στην εταιρία που θέλει να εισχωρήσει στον τομέα, στοιχεία κατατοπιστικά σχετικά με το πως διαφορετικές παράμετροι του συστήματος επηρεάζουν το αποτέλεσμα. [4]



(Εικόνα 17) Σχέση επιτυχημένων Αιτημάτων-Μέσου περικοπτόμενου φορτίου ανά οικία

3.3.2. Μετακίνηση Φορτίου (Load Shifting)

Για την λειτουργία της μεταφοράς φορτίου θα πρέπει να συμπεριλάβουμε άλλη μία παράμετρο για τους υπολογισμούς μας. Αυτή είναι ο χρόνος καθυστέρησης για κάθε φορτίο το οποίο άλλαξε ώρα χρήσης. Αυτή η πληροφορία είναι αναγκαία προκειμένου να γίνεται ανανέωση των προβλέψεων μέγιστης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και μείωση του φαινομένου των "rebound peaks". Το παρακάτω γράφημα απεικονίζει το φαινόμενο αυτό. [4]



(Εικόνα 18) Το φαινόμενο του "Rebound peak"

Ουσιαστικά, προκαλεί την ύπαρξη ενός νέου μεγίστου συνολικής κατανάλωσης σε διαφορετική χρονική περίοδο.

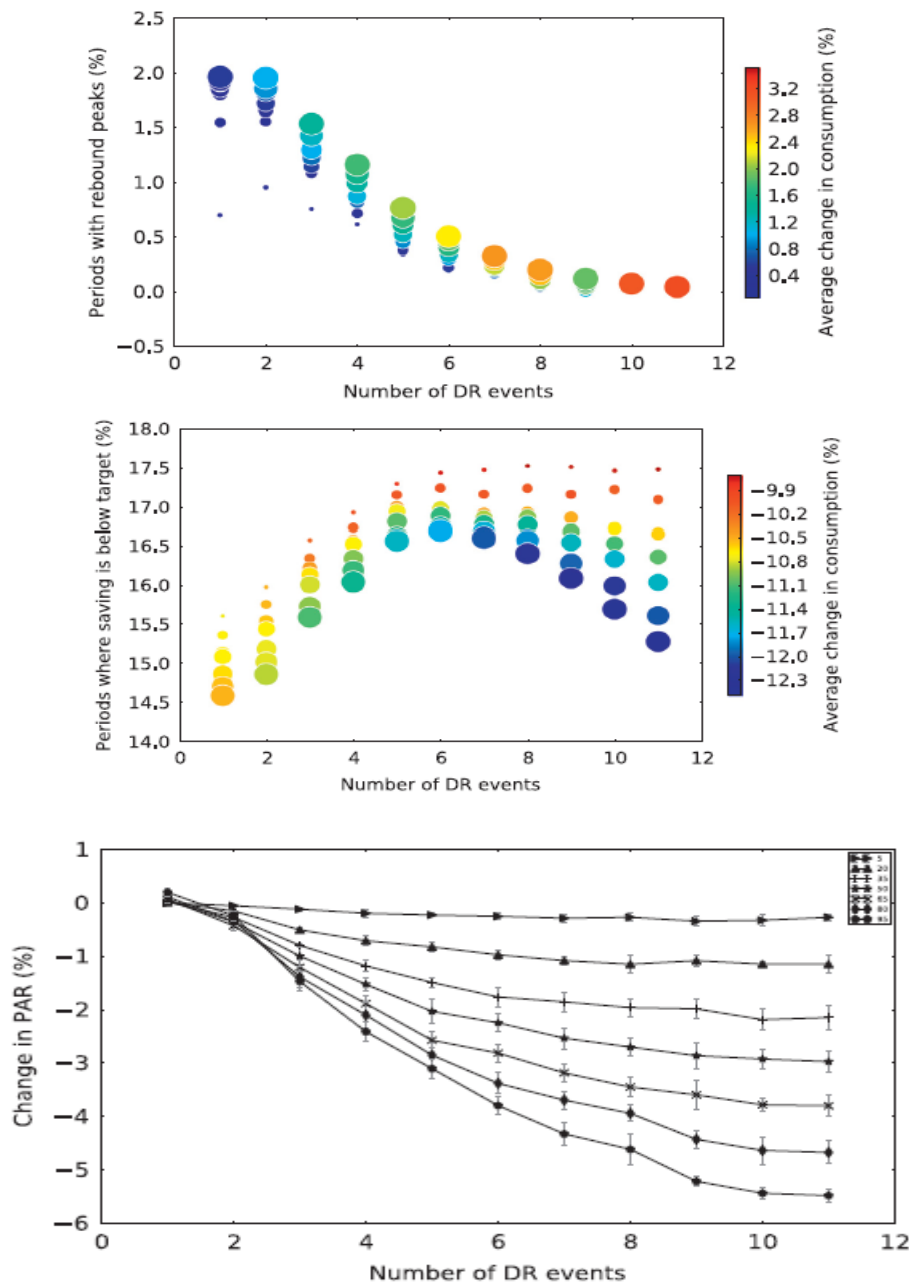
Έχοντας πάντα κατά νου ότι ο στόχος μας είναι η μείωση του μεγίστου κατά τουλάχιστον 20%, αξιολογούμε την απόδοση του συστήματος χρησιμοποιώντας ένα σύνολο μετρήσεων.

- Αλλαγή του PAR (Peak to Average Ratio): Ο δείκτης αυτός συσχετίζεται με το επίπεδο συνολικής ζήτησης του συστήματος.
- Ο αριθμός των "rebound peaks" όπου η **συνολική ζήτηση** ($p_{t,n}$) σε μία περίοδο t είναι υψηλότερη από την αρχική μέγιστη **συνολική ζήτηση** (Q_n). Η χρονική περίοδος t ορίζεται ως $t \in T$ όπου $T = \{1, \dots, 48\}$. Η αρχική μέγιστη συνολική ζήτηση για την μέρα, n , είναι Q_n , ενώ ο δείκτης της αρχικής συνολικής ζήτησης είναι $p_{t,n}$.
 $rebound$ if : $p_{t,n} > Q_n$

$$Q_n = \max(p_{t,n}^*)$$

- Το μέσο ύψος του *rebound peak*
- Η συχνότητα των "below-target events". Αναφερόμαστε σε περιστατικά στα οποία η συνολική ζήτηση είναι μικρότερη την αρχικής συνολικής ζήτησης αλλά όχι κάτω του ορίου (*threshold*)
- Το μέσο ύψος των "below-target events".

Στα παρακάτω γραφήματα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (για μέση τιμή μετακινούμενου φορτίου τα 8 ανά περίοδο, διασπορά 0,5), και εξάγονται τα παρακάτω συμπεράσματα. [4]



(Εικόνα 19 (α),(β),(γ)) Αποτελέσματα προσομοίωσης

Μεταβλητές θεωρούνται ο αριθμός του ορίου συμμετοχής κάθε καταναλωτή σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης (1-11), όπως ακόμα και ο αριθμός των αποδεκτών του (*adopter population size*), (5-95%). Κάθε παράμετρος προσομοιώθηκε 10 φορές την ημέρα για 100 μέρες η καθεμία και μία μέση τιμή λήφθηκε για τις ανάγκες του γραφήματος.

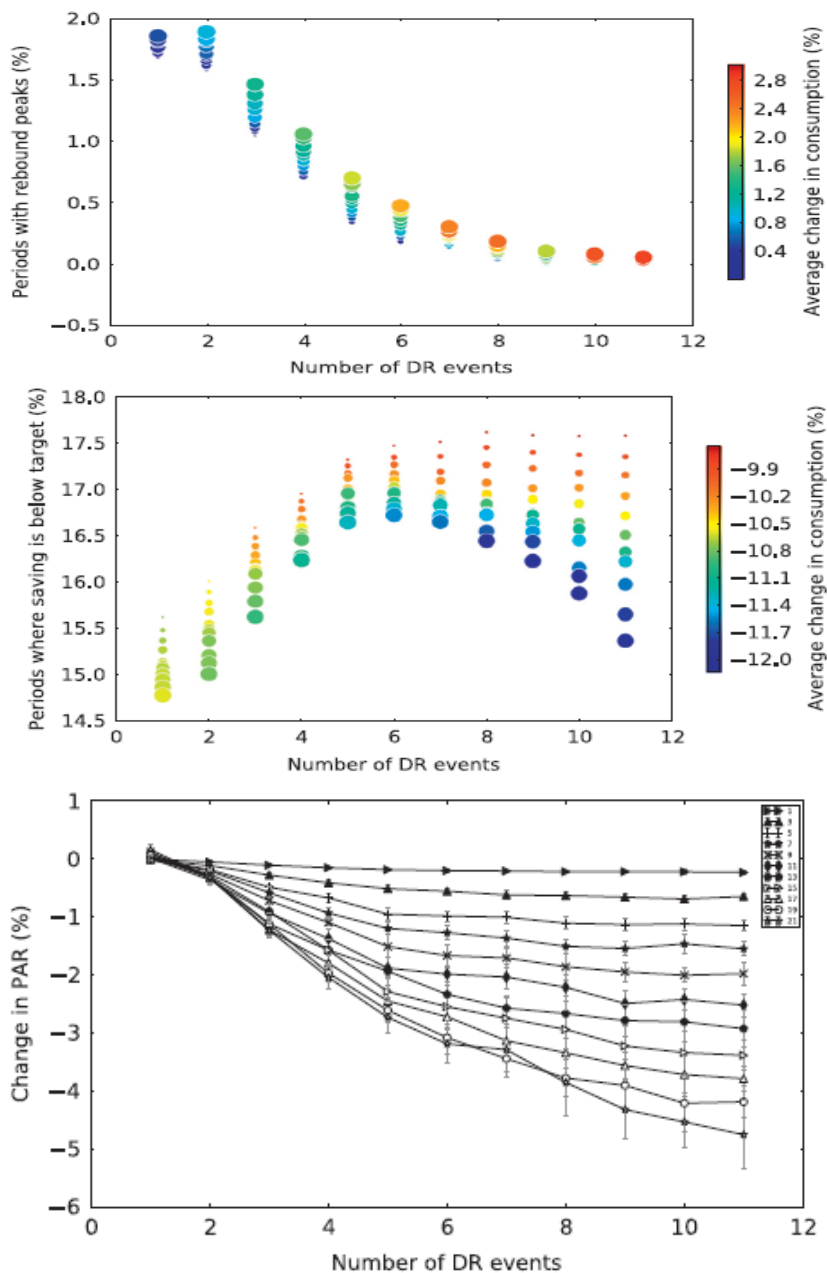
Το πρώτο γράφημα απεικονίζει την συχνότητα των "rebound peaks" καθώς και το μέσο ύψος τους (ανάλογο του χρώματος), ενώ το μέγεθος των φυσαλίδων δείχνει τον αριθμό των αποδεκτών. Ο οριζόντιος άξονας δείχνει το αριθμό των γεγονότων διαχείρισης ζήτησης στα οποία συμμετέχει κάθε οικία, που όπως αναφέραμε τον θεωρούμε ίσο για κάθε καταναλωτή. Παρατηρούμε ότι για δεδομένο αριθμό γεγονότων, η αύξηση των αποδεκτών, αυξάνει την επίδραση του "rebound peak". Όσο ο πληθυσμός

αυξάνεται, υπάρχει μείωση των "rebound peaks" με ταυτόχρονη αύξηση της αλλαγής της κατανάλωσης.

Το δεύτερο γράφημα μας δείχνει πως για μεγαλύτερο αριθμό αποδεκτών υπάρχουν λιγότερες περιόδους όπου η εξοικονόμηση ενέργειας είναι κάτω από τον στόχο εξαιτίας του μεγαλύτερου αριθμού οικιών που συμμετέχουν, άρα και μεγαλύτερης δυσκολίας στην εναρμόνιση του αστάθμητου παράγοντα της ανθρώπινης συμπεριφοράς.

Το τρίτο γράφημα παρουσιάζει πως ο δείκτης *PAR* αλλάζει όσο ο αριθμός των αποδεκτών αυξάνεται από 5% σε 95%. Όπως είναι φανερό, για να επιτευχθεί μείωση του *PAR* μεταξύ 4-5%, το 80-95% των οικιών πρέπει να συμμετέχουν σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης.

Στα επόμενα γραφήματα, θα λάβουμε ως σταθερό τον αριθμό των συμμετεχόντων του πληθυσμού στο 30%, και θα μεταβάλλουμε τον δείκτη μέσου μετακινούμενου φορτίου. [4]



(Εικόνα 20 α),(β),(γ)) Αποτελέσματα προσομοίωσης

Από το τέταρτο γράφημα μπορούμε να συμπεράνουμε πως η αύξηση του αριθμού των γεγονότων, μειώνει την συχνότητα των "rebound peaks", αλλά ακόμα δείχνουν να αυξάνονται με την αύξηση του δείκτη του μέσου μετακινούμενου φορτίου (μέγεθος φυσαλίδας).

Το πέμπτο γράφημα δείχνει όπως και προηγούμενος, πως η συχνότητα των περιόδων όπου η εξοικονόμηση ενέργειας είναι κάτω του στόχου μεταβάλλεται για τις ίδιες παραμέτρους.

Παρατηρούμε ότι μία αύξηση στον δείκτη αυτό, είναι παρόμοια με μία αύξηση στον αριθμό των αποδεκτών.

Για να δείξουμε πως αυτή η λογική μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε αυτή τη μελέτη, θεωρούμε έναν διαχειριστή ο οποίος έχει το 30% του πληθυσμού να συμμετέχει στη Διαχείριση Ζήτησης, και θέλει να μειώσει την μέγιστη ζήτηση μίας ημέρας χωρισμένης σε περιόδους 30 λεπτών (1 DR event). Το γράφημα 4 υπολογίζει ότι συμβαίνουν "rebound peaks" σε ένα ποσοστό 1.5-2.0% σε περιόδους όπου η μέση τιμή μετακινούμενου φορτίου κυμαίνεται από 1-21%. Το γράφημα δείχνει ότι υπάρχει μία πιθανότητα από 14.5-16% κατά την οποία δεν επιτυγχάνεται ο στόχος του 20% της μείωσης του μεγίστου. Σε αυτή την περίπτωση είναι πιθανό η μείωση του μεγίστου να είναι της τάξης του 10%.

3.4. Εκτίμηση επένδυσης

Τώρα, θα παρουσιάσουμε έναν απλό υπολογισμό αναλογίας κόστους-οφέλους για να δούμε κατά πόσο θα ήταν οικονομικά συμφέρον για μία εταιρία να προσφέρει αυτήν την υπηρεσία σύμφωνα με τις παραμέτρους που καταγράφονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 1 : Υποθέσεις για την ανάλυση κόστους-οφέλους

Parameter	Value
Number of UK households (N)	26.3 million
Peak UK usage (P_u)	60 GW
PAR reduction (ΔPAR)	5%
Peak reduction (P_{red})	20%
Participation rate (α)	30%
UK reserve margin (R)	16.5%
Transmission line loss (L_T)	2%
Value of capacity based on fixed cost for best new entrant peaking plant (VC)	£59570 /MW-year
T&D savings ($S_{T\&D}$) as a proportion of savings on generation capacity	11%

Παραθέτουμε τις παρακάτω σχέσεις :

$$\Delta S = P_u * P_{red} * (1 + L_T) * (1 + R) = 14\ 000\ \text{MW} \quad (3)$$

$$S_{gc} = \Delta S * VC = \text{£}850\ \text{million} \quad (4)$$

$$PV_{gc} = \frac{AvC}{i} \left[1 - \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (5)$$

$$PV_{gc+T\&D} = PV_{gc} * (1 + S_{T\&D}) \quad (6)$$

$$S_{home} = \frac{PV_{gc+T\&D}}{N * \alpha} = \text{£}1800 \quad (7)$$

Η σχέση (3) υπολογίζει την μείωση της χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μείωσης του σημείου μεγίστης κατανάλωσης.

Η σχέση (4) υπολογίζει τον δείκτη S_{gc} (ετήσιο κόστος παραγωγής που αποφεύχθηκε).

Για μία περίοδο (n) 20 χρόνων υποθέτουμε προεξοφλητικό επιτόκιο 2,7% (U.S. Department of Commerce, 2010), και βάσει της σχέσης (5) υπολογίζουμε την παρούσα αξία του αρχικού κεφαλαιακού κόστους που αποφεύχθηκε (*present value of avoided generation capital cost, PV_{gc}*).

$PV_{gc+T\&D}$, είναι η παρούσα αξία της συνολικής εξοικονόμησης από το αποφευχθέν αρχικό κεφάλαιο και υπολογίζεται βάσει του τύπου (6).

Τέλος, βάσει της σχέσης (7) το πόσο περίπου συνεισφέρει κάθε οικία της ενεργειακής κοινότητας στην χρονική αυτή διάρκεια των 20 χρόνων.

Εκλαμβάνουμε τα αποφευχθέντα κόστη σαν μία πηγή εισροής χρημάτων για την εταιρία που ενεργοποιείται στην αγορά της διαχείρισης ζήτησης.

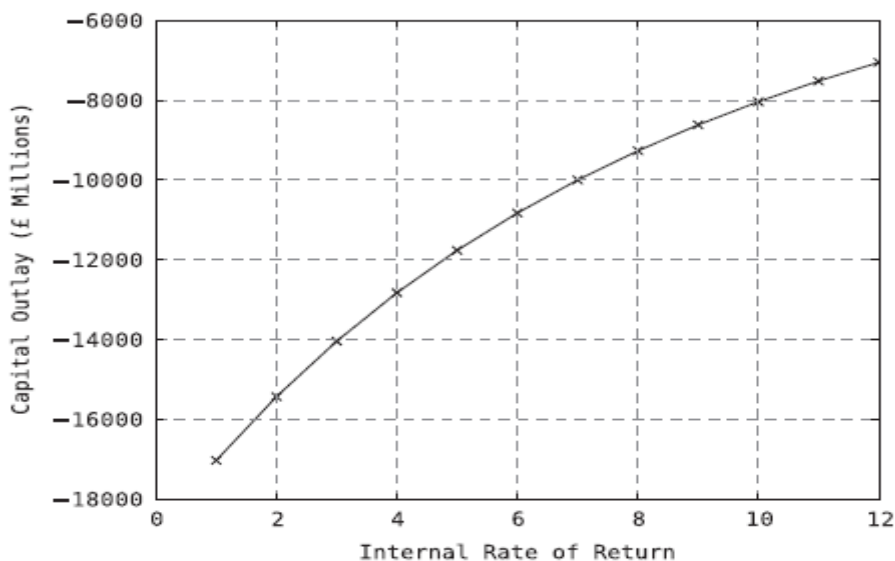
Η καθαρή παρούσα αξία (*Net Present Value*) αυτής της εισροής χρήματος (*cash flow*) για την περίοδο των 20 χρόνων μπορεί να υπολογιστεί χρησιμοποιώντας την παρακάτω σχέση:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} + C_0 \quad (8)$$

για προεξοφλητικό επιτόκιο, r , όπου C_0 η κεφαλαιουχική δαπάνη και C_t το εισόδημα ανά περίοδο ($C_t = S_{gc} \cdot (1+S_{T\&B})$).

Θέτοντας τον δείκτη NPV ίσο με μηδέν, βρίσκουμε την οριακή συνθήκη κατά την οποία συμφέρει οικονομικά μία εταιρία να εισέλθει στον χώρο. Τότε το προεξοφλητικό επιτόκιο αναφέρεται ως *internal rate of return (IRR)*, και η σχέση του με τον δείκτη $WACC$ (*weighted average cost of capital*) είναι ο παράγοντας της απόφασης. Εάν το $WACC < IRR$, τότε $NPV > 0$, οπότε η επένδυση μπορεί να γίνει.

Στην εικόνα που ακολουθεί, αυτό γίνεται πιο ξεκάθαρο. [4]



(Εικόνα 21) Οικονομικός δείκτης κεφαλαίου IRR

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι, αν προτιμηθεί η περικοπή μέρους του φορτίου, τότε απαιτείται τουλάχιστον η συμμετοχή του 30% του πληθυσμού που να δέχονται να μειώσουν την κατανάλωση τους έως και 1 ώρα την ημέρα έχοντας ως στόχο την μείωση κατά 20% του μεγίστου. Από την άλλη, αν προτιμηθεί η λειτουργία μετακίνησης φορτίου, τότε όσο μεγαλύτερη είναι η συμμετοχή σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης τόσο καλύτερα θα ανταποκριθεί το σύστημα στις οποιοσδήποτε αλλαγές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

**Demand Side Management, έξυπνα ενεργειακά
συστήματα και φορτία**

4.1. Κατηγορίες Demand Side Management

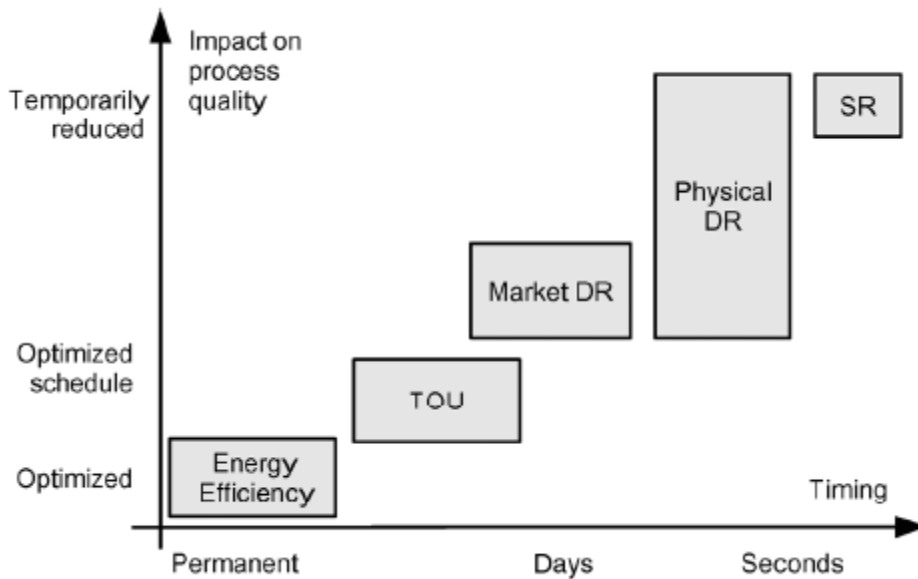
Demand Side Management (DSM) είναι ένα σύνολο μέτρων με σκοπό την βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας από την πλευρά της κατανάλωσης. Τα μέτρα αυτά μπορεί να είναι η χρήση καλύτερων υλικών, η παροχή ερεθισμάτων για το ποιοτικότερο τρόπο χρήσης της ενέργειας, μέχρι τον έλεγχο σε πραγματικό χρόνο των *DERs*. [3]

Η ανάγκη για την ανάπτυξη αυτής τη τεχνολογίας είναι η συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με αποτέλεσμα την υπερφόρτωση των ζυγών του δικτύου.

Το Demand Side Management χωρίζεται σε 4 κατηγορίες:

1. Ενεργειακή αποδοτικότητα (*Energy efficiency*)
2. Στιγμή χρήσης (*Time Of Use*)
3. Ανταπόκριση στην ζήτηση
4. "Spinning Reserve"

(Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems and Smart Loads, IEEE transactions on industrial informatics, vol.7)



(Εικόνα 22) Κατηγορίες Demand Side Management

Ενεργειακή αποδοτικότητα : Περιλαμβάνει όλες τα μόνιμα μέτρα που μπορεί να ληφθούν πάνω στον εξοπλισμό ή βελτιώσεις στις ιδιότητες του συστήματος. Πρόκειται για την πιο ευρέως αποδεκτή μέθοδο καθώς τα αποτελέσματα της είναι άμεσα και μόνιμα.

Πρακτικά, κάθε καταναλωτής έχει κρυμμένα προβλήματα τα οποία σπαταλούν άσκοπα ενέργεια, όπως προβλήματα στον εξαιρισμό, βρόμικα φίλτρα, χαλασμένο εξοπλισμό, κλπ.

Έτσι, ένα εργαλείο για την ανάδειξη των προβλημάτων αυτών αλλά και την λύση τους είναι ένα *Energy Information System (EIS)*, το οποίο αποτελείται από :

- Δίκτυο δεδομένων (αισθητήρες δικτύου, πύλες, *modem*)
- Εφαρμογή παρόχου (περιλαμβάνει μεθόδους υπολογισμών, αναλυτικούς αλγορίθμους, σήμανση και αναφορά)
- Διεπαφές με σκοπό την οπτικοποίηση

Μερικοί κλασσικοί υπολογισμοί είναι:

- Σύγκριση του βασικού φορτίου με το μέγιστο
- Εβδομαδιαία σύγκριση των χρονοσειρών
- Σύγκριση με τους άλλους καταναλωτές
- Συσχέτιση λειτουργιών

Τιμή ώρας χρήσης (Time of Use Tariffs) :

- Καταδεικνύει τις ώρες της ημέρας με την υψηλότερη τιμή ώστε οι καταναλωτές να αλλάζουν το πρόγραμμα χρήσης της ενέργειας για την μείωση του κόστους.
- Δεν συμβαίνει σε συχνή βάση
- Ο συνδυασμός *Demand Side Management* και *TOU* αυξάνει την ασφάλεια του συστήματος και μειώνει τα κόστη και τις εκπομπές τους.

Ανταπόκριση στην ζήτηση :

- Ερεθίσματα τιμών :
 - *TOU Rates* (στατικό πρόγραμμα τιμολόγησης)
 - *Critical peak pricing* (λιγότερο προκαθορισμένο *TOU*)
 - *Real-Time Pricing (RTP)* (η τιμή αλλάζει από στιγμή σε στιγμή, και προωθείται στα ενδιαφερόμενα μέρη-τελικοί καταναλωτές)
- Βάσει κινήτρων ζήτησης :
 - Απευθείας έλεγχος του φορτίου (ελεύθερη πρόσβαση στις διαδικασίες του καταναλωτή)
 - *Interruptible rates* (οι καταναλωτές υπογράφουν συμβόλαια που υποχρεώνουν σε ψαλιδισμό της ενέργειας τους όταν υπάρχει ανάγκη)
 - *Capacity Market Programs* (οι καταναλωτές δεσμεύονται να συνεργάζονται για τις ανάγκες του δικτύου)
 - *Demand Bidding Programs* (οι καταναλωτές μπορούν να δημοπρατούν με τον διαχειριστή για την μείωση της ηλεκτρικής τους χρήσης με σκοπό την οικονομική ανταπόδοση)

"Spinning Reserve" : Αρχικός (η ενεργός ισχύς του δικτύου εξαρτάται από την συχνότητα) και δευτερεύων έλεγχος (διόρθωση της συχνότητας και της κατάστασης των ζυγών με την παροχή επιπρόσθετης ενεργούς ισχύος).

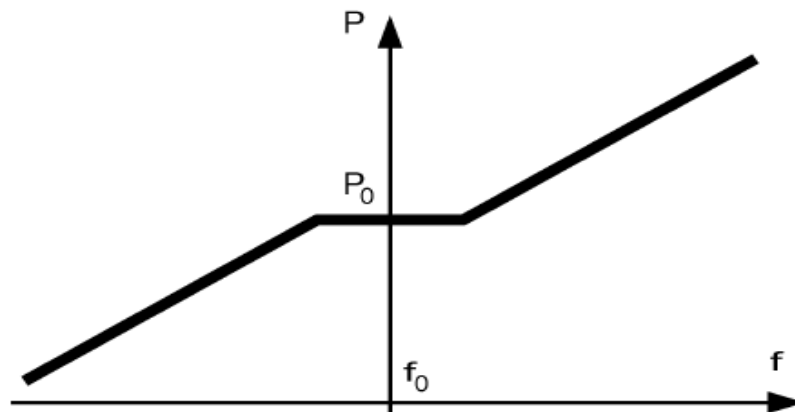
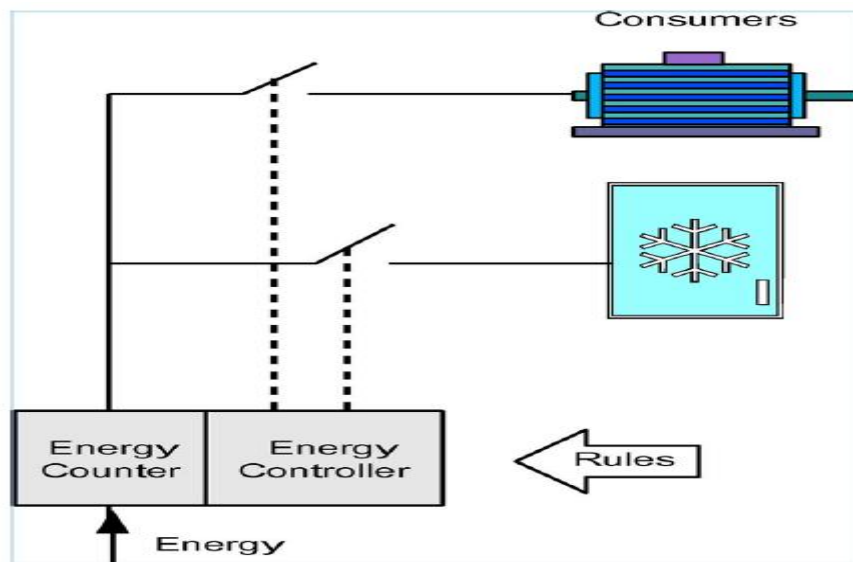


Fig. 3. A cooperative consumer backs off when grid frequency decreases.

(Εικόνα 23) Σχέση ενεργούς ισχύος-συχνότητας δικτύου

Μετακίνηση ζήτησης : Μοντέλα φορτίων χρησιμοποιούνται όταν η ζήτηση πρέπει να μεταφερθεί για αργότερα μέσα στην μέρα. Για παράδειγμα, αν η πρόβλεψη καιρού και άλλες μεταβλητές προβλέψουν επείγων περιστατικό στο δίκτυο σε κάποια ώρα βραχυπρόθεσμα, οι καταναλωτές μπορούν να σχεδιάσουν την ηλεκτρική χρήση του με τέτοιο τρόπο ώστε να ολοκληρώσουν τις εργασίες του νωρίτερα ή αργότερα.

Energy Controllers

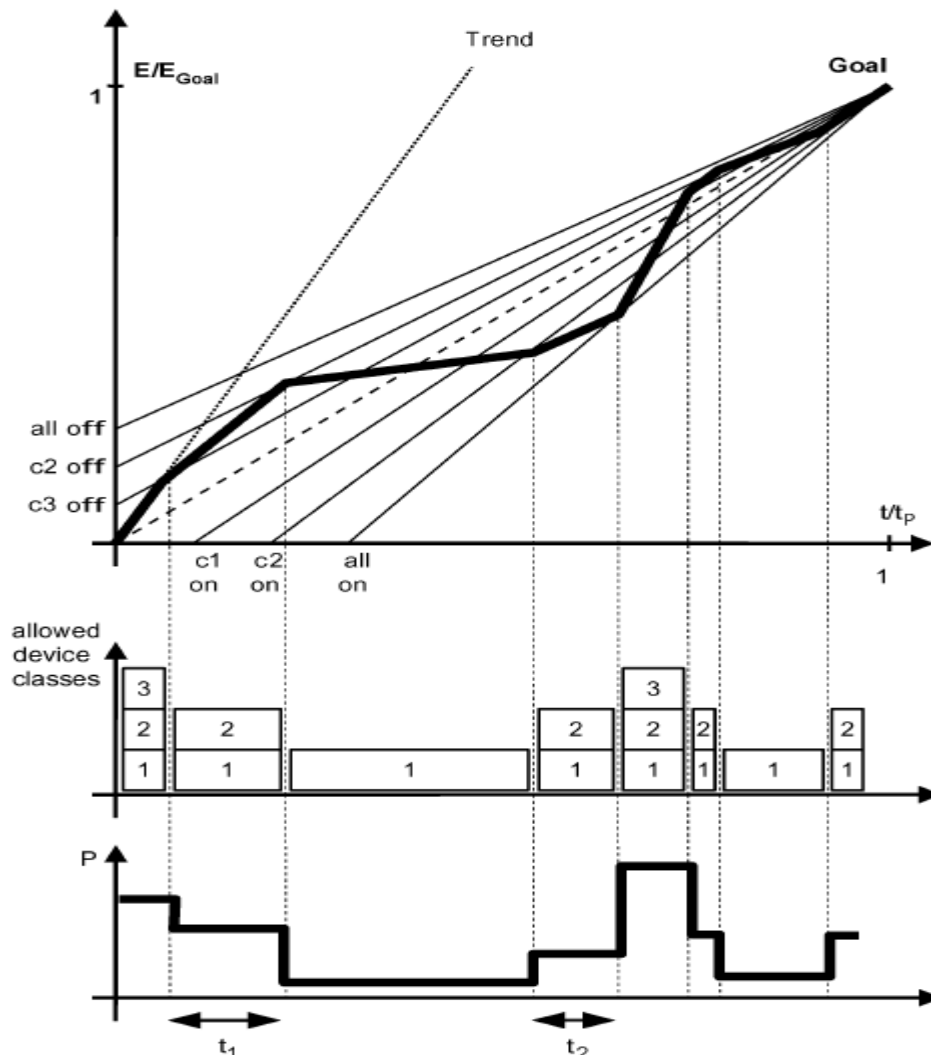


(Εικόνα 24) Ελεγκτής ενέργειας

Ο Ελεγκτής ανοίγει και κλείνει συσκευές αναλόγως των προτεραιοτήτων λειτουργίας και άλλων κανόνων.

Να προγραμματίσει την λειτουργία ενός τέτοιου ελεγκτή μπορεί να είναι μία δύσκολη διαδικασία. Ειδικότερα στην περίπτωση που καταναλωτές "μπαίνουν" ή αποχωρούν από το πρόγραμμα. Στην δική μας περίπτωση θα θεωρήσουμε ότι ο αριθμός καταναλωτών παραμένει σταθερός στον χρόνο.

Ένα απλό παράδειγμα του τρόπου προσδιορισμού της προτεραιότητας χρήσης των συσκευών ανάλογα την σημαντικότητά τους παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα. [3]



(Εικόνα 25) Παράδειγμα προτεραιότητας χρήσης συσκευών ανάλογα την σημαντικότητά τους

Το γράφημα δίνει έναν "χρονικό ορίζοντα μετρήσεων" 30 λεπτών. Για κάθε περίοδο, η κλίση ξεκινάει από το 0 και αυξάνεται μονότονα. Όσο περισσότερη ενέργεια καταναλώνεται, τόσο πιο απότομη είναι η κλίση της καμπύλης.

Το συγκεκριμένο γράφημα περιλαμβάνει 3 συσκευές. Στον κατακόρυφο άξονα βλέπουμε σημειωμένο με "1" την ένδειξη του στόχου της ενεργειακής αποδοτικότητας (*Energy Efficiency Goal*). Όταν η καμπύλη κατανάλωσης τέμνει κάποια από τις γραμμές ορίων (*thresholds*), τότε ο ελεγκτής ανοίγει ή κλείσει μια συσκευή με σκοπό την διόρθωση της κλίσης της καμπύλης προς τον τελικό στόχο και την ιδανική καμπύλη κατανάλωσης (διακεκομμένη γραμμή). Οι συσκευές κατηγοριοποιούνται ανάλογα με την σημαντικότητά τους σε κλάσεις 1,2,3, από τις πιο σημαντικές στις λιγότερο. Εάν όλες οι συσκευές έβγαιναν "off", το αποτέλεσμα θα ήταν μία εντελώς οριζόντια καμπύλη.

Από το σχήμα παρατηρούμαι πως η κατανάλωση μεταξύ των περιόδων t_1 και t_2 είναι διαφορετική παρότι και στις δύο περιπτώσεις λειτουργούν οι συσκευές 1,2. Αυτό

καταδεικνύει το γεγονός πως μια συσκευή μπορεί να ενεργοποιηθεί χωρίς να είναι αναγκαίο από την στιγμή που έχει ανεξάρτητο έλεγχο και πρόγραμμα.

Τέλος, υπάρχουν κάποιες προϋποθέσεις προκειμένου το *Demand Side Management* να λειτουργεί αποτελεσματικά, αυτές είναι:

1. Εμπιστευτικότητα : Οι δράσεις του καταναλωτή και η ανταπόκριση του στα ερεθίσματα να είναι μυστική
2. Ακεραιότητα : τα ερεθίσματα που λαμβάνει ο πελάτης να είναι σωστά
3. Αυθεντικότητα : η πηγή των ερεθισμάτων να είναι αυθεντική
4. Διαθεσιμότητα : οι πόροι της διαχείρισης ζήτησης είναι διαθέσιμοι όταν υπάρχει ανάγκη
5. Πρόσβαση λειτουργίας : Δίνει την δυνατότητα στον διαχειριστή να χειριστεί κάποιες λειτουργίες πλην του φωτισμού
6. Μη άρνηση σε σήμα του διαχειριστή για περικοπή.

Η αποδοτικότητα του συστήματος κρίνεται από 3 μεταβλητές :

- Πληθυσμός που συμμετέχει στη διαχείριση ζήτησης
- Στο πόσες φορές είναι διατεθειμένη να συμμετάσχει σε ένα γεγονός
- Μέγεθος διαθέσιμου φορτίου για μετακίνηση/περικοπή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου

5.1. Γενικά για Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου και Inclining Block Rates

Στο κεφάλαιο αυτό θα προτείνουμε μία αποτελεσματική και αυτοματοποιημένη διαδικασία για τον προγραμματισμό της οικιακής ενεργειακής κατανάλωσης, προγραμματισμός ο οποίος προσπαθεί να συνδυάσει επιτυχημένα την επιθυμητή ισορροπία μεταξύ της ελαχιστοποίησης του πληρωμής του ηλεκτρικού κόστους και της ελαχιστοποίησης του χρόνου αναμονής για την λειτουργία κάθε συσκευής η οποία άλλαξε χρόνο λειτουργίας, όλα αυτά παρουσία τιμολόγησης πραγματικού χρόνου σε συνδυασμό με "*Inclining Block Rates*".

Ο προγραμματισμός αυτός απαιτεί μικρή προσπάθεια από τους τελικούς καταναλωτές, και είναι βασισμένος σε γραμμικό προγραμματισμό. Ακόμα, υποθέτουμε ότι στο περιβάλλον που πραγματοποιείται αυτή η λειτουργία, υπάρχει η δυνατότητα πρόβλεψης της ηλεκτρικής τιμής βραχυπρόθεσμα, για τις επόμενες ηλεκτρικές περιόδους της ημέρας.

Τα αποτελέσματα της λογικής αυτής δείχνουν σημαντική μείωση, όχι μόνο στις πληρωμές των καταναλωτών, αλλά και στην μείωση της μέγιστης κατανάλωσης (βελτίωση του δείκτη *PAR*).

Υπάρχουν διάφορες μορφές μοντέλων τιμολόγησης για διαφορετική χρονική στιγμή μέσα στην μέρα ή και σε διαφορετική. Κάποια από αυτά είναι:

- Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (*Real-Time Pricing*)
- Τιμολόγηση μίας μέρας μπροστά (*Day-Ahead Pricing*)
- Τιμολόγηση ώρας χρήσης (*Time-of-Use Pricing*)
- *Critical Peak Pricing (CPP)*

Η βασική ιδέα είναι η ίδια · αρχικά, η διακύμανση στην ηλεκτρική τιμολόγηση λειτουργεί ευεργετικά στο να πληρώνει ο καταναλωτής την πραγματική αξία της ενέργειας την στιγμή χρήσης της, δεύτερον, λειτουργεί σαν κίνητρο για τον καταναλωτή να μετατοπίσει την λειτουργία συσκευών που απαιτούν μεγάλες ποσότητες φορτίου στις ώρες μικρότερου συνολικού φορτίου, όχι μόνο για να μειώσουν το δικό τους κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και για να μειώσουν τον δείκτη μεγίστου προς την μέση τιμή (*PAR*) στην ζήτηση φορτίου.

Το μοντέλο περιλαμβάνει επίσης τον όρο "*Inclining Block Rates*". Στην *IBR* τιμολόγηση, η οριακή τιμή χρήσης αυξάνεται σύμφωνα με την συνολική ποσότητα κατανάλωσης. Αυτό σημαίνει, ότι πάνω από ένα όριο στην καμπύλη συνολικού ημερήσιου φορτίου, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί σε μία αρκετά υψηλότερη τιμή. Αυτό, έχει ως αποτέλεσμα, την δημιουργία ερεθίσματος στον καταναλωτή να μοιράσει όσο το δυνατό την ημερήσια κατανάλωσή του με τέτοιο τρόπο ώστε να αποφεύγει να πληρώνει για ηλεκτρισμό στις ώρες υψηλής τιμολόγησης. Επιπροσθέτως, η χρήση *IBR* συμβάλει στην μείωση του *PAR*.

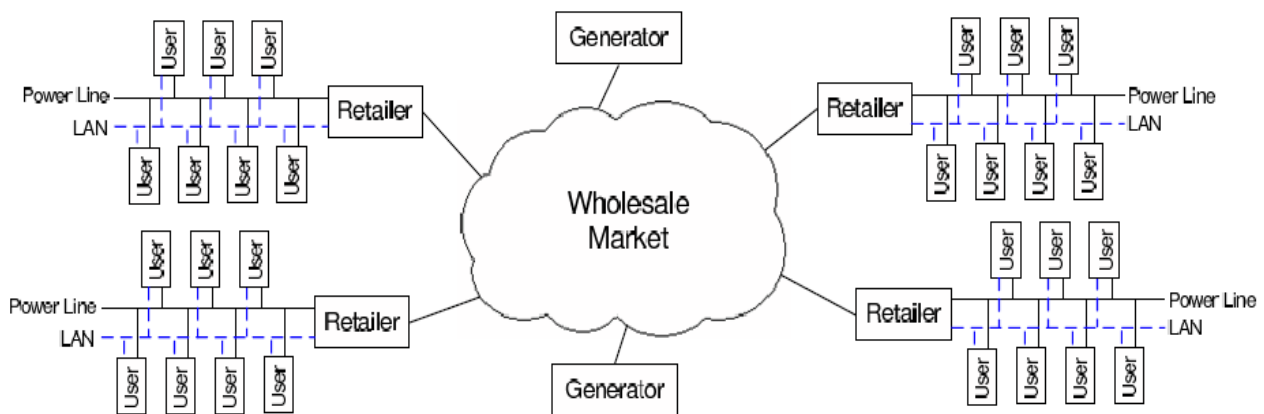
Στόχος είναι η μείωση της συνολικής πληρωμής για ηλεκτρική ενέργεια κάθε οικίας της ενεργειακής κοινότητας προγραμματίζοντας τη λειτουργία κάθε συσκευής με αντίστοιχο τρόπο, σεβόμενοι πάντα τις ειδικές ανάγκες και συνθήκες του κάθε πελάτη

ξεχωριστά. Υποθέτουμε ότι κάθε καταναλωτής είναι εξοπλισμένος με έξυπνο μετρητή, συνδεδεμένο στο δίκτυο, με δύο κανάλια επικοινωνίας και σύνδεση στο *internet*.

Ο έξυπνος μετρητής ανανεώνεται και λαμβάνει τη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας τη δεδομένη περίοδο, και βάσει αλγορίθμου αποφασίζει για την ενεργειακή κατανάλωση της οικίας. Ακόμα, ο μετρητής περιλαμβάνει μονάδα πρόβλεψης τιμής υπολογίζοντας έτσι τις τιμές των επερχόμενων περιόδων. Παρακάτω θα δείξουμε πως λειτουργεί η μονάδα πρόβλεψης της τιμής.

5.2. Περιγραφή του μοντέλου

Μία απλοποιημένη περιγραφή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από την παραγωγή στην κατανάλωση, φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, όπου υπάρχει η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και σε επόμενα επίπεδα, ένας διαχειριστής για κάθε ενεργειακή κοινότητα, με τους συμμετέχοντες στην λειτουργία της διαχείρισης ζήτησης. Η σύνδεση και επικοινωνία μεταξύ τους γίνεται μέσω τοπικού δικτύου. (*Local Area Network*).[2]



(Εικόνα 26) πλάνο συμμετεχόντων στην λειτουργία Διαχείρισης Ενέργειας

5.2.1. Τοπικοί Καταναλωτές (*residential consumers*)

Θα ορίσουμε όλες εκείνες τις μεταβλητές που συμμετέχουν στην διαδικασία δημιουργίας του προγράμματος ανταπόκρισης στην ζήτηση, για κάθε οικία [2]. Ορίζουμε ως \mathcal{A} το σύνολο των συσκευών μίας οικίας. Για κάθε συσκευή $\alpha \in \mathcal{A}$, ορίζουμε τον προγραμματισμό της κατανάλωσης κάθε συσκευής με τον δείκτη x_α^h , όπου $H \geq 1$ είναι ο χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού της συσκευής, και δείχνει τον αριθμό των ωρών μπροστά που λαμβάνονται υπόψιν στις αποφάσεις για το πρόγραμμα κατανάλωσης.

Για κάθε επερχόμενη ώρα της ημέρας ' h ' $\in H$, ο δείκτης $x_\alpha^h \geq 0$, υποδηλώνει την ωριαία κατανάλωση ενέργειας που έχει προγραμματιστεί για μία συσκευή.

Εν συνεχεία, ορίζουμε τον δείκτη E_α ως την συνολική ενέργεια που απαιτεί μία συσκευή για την ολοκλήρωση της λειτουργίας της.

Οι δείκτες α_α και β_α θα υποδεικνύουν την αρχή και το τέλος του χρονικού διαστήματος στο οποίο μία συσκευή είναι σωστό να λειτουργήσει. Προφανώς ισχύει $\alpha_\alpha < \beta_\alpha$. Το διάστημα αυτό δεν είναι ο χρόνος που χρειάζεται η συσκευή για την ολοκλήρωση της λειτουργίας της αλλά το χρονικό διάστημα όπου κάπου εκεί μέσα ο έξυπνος μετρητής

μπορεί να αποφασίσει που είναι βέλτιστο να λειτουργήσει, βάσει και των αναγκών του καταναλωτή.

Οπότε $\beta_a - \alpha_a \geq$ διάρκειας λειτουργίας.

Βλέποντας τα παραπάνω, προφανώς ισχύει :

$$\sum_{h=\alpha_a}^{\beta_a} x_a^h = E_a.$$

Κάθε οικιακή συσκευή έχει συγκεκριμένα επίπεδα μέγιστης χρήσης ηλεκτρικού φορτίου ανά ώρα, που υποδεικνύεται με τον δείκτη γ_a^{\max} . Για παράδειγμα, τα φωτοβολταϊκά μίας οικίας μπορούν να φορτιστούν έως και 3.3 kW per hour = γ_a^{\max} . Αντίστοιχα υπάρχει και δείκτης γ_a^{\min} . Όπως είναι λογικό, ισχύει,

$$\gamma_a^{\min} \leq x_a^h \leq \gamma_a^{\max} \quad \text{για κάθε } h \in [\alpha_a, \beta_a]$$

Τέλος, υποθέτουμε ότι υπάρχει μία μέγιστη τιμή ηλεκτρικής κατανάλωσης για κάθε οικία μέσα σε μία ώρα, που περιγράφεται με τον δείκτη E^{\max} , οπότε ισχύει :

$$\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \leq E^{\max}, \quad \forall h \in \mathcal{H}.$$

Βάσει τον παραπάνω, μπορούμε τώρα να ορίσουμε τον μαθηματικό τύπο του όρου "prosumer's problem". Θα ορίσουμε ένα σύνολο \mathcal{X} για όλες τι πιθανές τιμές του δείκτη x_a , για όλες τις συσκευές. Οπότε :

$$\mathcal{X} = \left\{ \mathbf{x} \mid \begin{aligned} &\sum_{h=\alpha_a}^{\beta_a} x_a^h = E_a, \quad \forall a \in \mathcal{A}, \\ &\gamma_a^{\min} \leq x_a^h \leq \gamma_a^{\max}, \quad \forall a \in \mathcal{A}, h \in [\alpha_a, \beta_a], \\ &x_a^h = 0, \quad \forall a \in \mathcal{A}, h \in \mathcal{H} \setminus [\alpha_a, \beta_a], \\ &\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \leq E^{\max}, \quad \forall h \in \mathcal{H} \end{aligned} \right\},$$

όπου η μεταβλητή ' \mathbf{x} ', είναι ο προγραμματισμός χρήσης όλων των συσκευών μίας οικίας.

Καταλαβαίνουμε ότι μία καλή επιλογή του δείκτη ' \mathbf{x} ' εξαρτάται από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε στιγμή. Η τιμολόγηση πραγματικού χρόνου φτάνει στους καταναλωτές μέσω του LAN δικτύου επικοινωνίας του ED. Ύστερα, ο καταναλωτής ανακοινώνει τις ανάγκες του θέτοντας τις παραμέτρους $E_a, \alpha_a, \beta_a, \gamma_a^{\min}, \gamma_a^{\max}$, για κάθε συσκευή $a \in \mathcal{A}$.

Εν συνεχεία, το πρόγραμμα του μετρητή σε συνδυασμό με τις τιμές πρόβλεψης, καθορίζει την βέλτιστη επιλογή ' \mathbf{x} ' για την οικιακή κατανάλωση. Το αποτέλεσμα αυτής της διαδικασίας εφαρμόζεται στην συνέχεια σε όλες τις οικιακές συσκευές σε μορφή εντολών **on/off** με συγκεκριμένα επίπεδα φορτίου.

(Ο τρόπος επικοινωνίας μεταξύ των μερών μπορεί να πραγματοποιηθεί με *ZigBee transceivers*, ένα οικιακό ασύρματο δίκτυο)

5.2.2. Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου με χρήση *Inclining Block Rates*

Σε αυτό το σημείο θα παρουσιαστεί ένα μαθηματικό μοντέλο το οποίο συνδυάζει τον όρο της τιμολόγησης πραγματικού χρόνου με αυτόν του "*inclining block rates*". Υποθέτουμε ότι οι παράμετροι για την εξαγωγή των προβλέψεων είναι γνωστοί για τους χρήστες. [2]

Έστω $l^h = \sum_{a \in A} x_a^h$, η συνολική ενεργειακή κατανάλωση μίας οικίας για κάθε επερχόμενη ώρα $h \in H$.

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για την επερχόμενη ώρα θα είναι :

$$p^h(l^h) = \begin{cases} a^h, & \text{if } 0 \leq l^h \leq c^h, \\ b^h, & \text{if } l^h > c^h. \end{cases}$$

και εξαρτάται από τις παραμέτρους $a^h, b^h, c^h \geq 0$. Παρατηρούμε λοιπόν ότι η τιμή εξαρτάται από την χρονική περίοδο της ημέρας και το συνολικό φορτίο. Ακόμα, η παραπάνω σχέση περιέχει μέσα και τον όρο *IBR*.

Εν συνεχεία, να αντιληφθούμε λίγο τι θέλει ο τελικός καταναλωτής. Αρχικά, επιθυμεί να μειώσει το κόστος χρήσης της ηλεκτρικής του ενέργειας. Αλλά, αναλόγως την συσκευή, πολλοί χρήστες μπορεί να μη επιθυμούν να υποβαθμίσουν την άνεση τους και την λειτουργικότητα της οικίας τους.

Από το RTP μοντέλο που παρουσιάστηκε προηγουμένως, η συνολική πληρωμή για ηλεκτρική ενέργεια του ενός χρήστη θα είναι :

$$\sum_{h=1}^H p^h \left(\sum_{a \in A} x_a^h \right) \times \left(\sum_{a \in A} x_a^h \right),$$

όπου η συνάρτηση $p^h(\cdot)$ δίνεται από παραπάνω σχέση.

Από την άλλη, το κόστος της αναμονής χρήσης της συσκευής μπορεί να αναπαρασταθεί ως :

$$\sum_{h=1}^H \sum_{a \in A} \rho_a^h x_a^h.$$

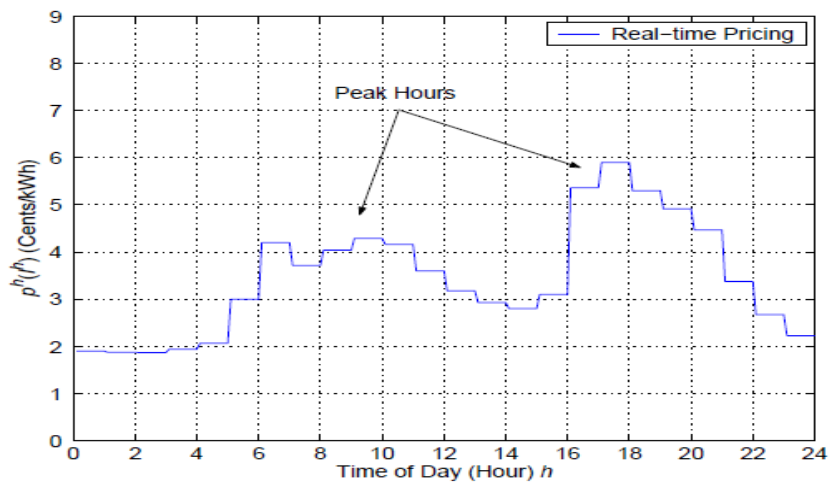
Έτσι, για κάθε συσκευή α , σε κάθε ώρα $h \in H$, η παράμετρος αναμονής είναι $\rho_\alpha^h \geq 0$.

Ισχύει,

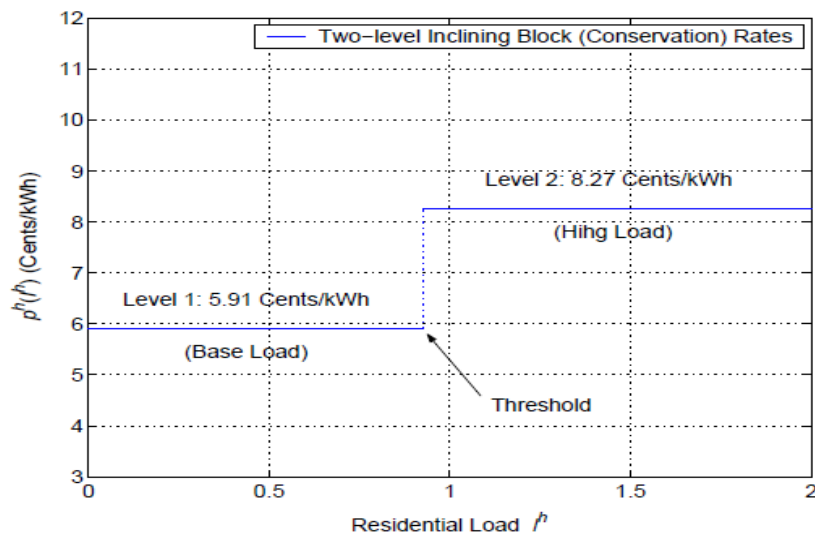
$\rho_\alpha^a \leq \dots \leq \rho_\alpha^b$ για κάθε $\alpha \in A$.

* Στα παρακάτω γραφήματα αναπαριστούνται οι τιμές *RTP* και *IBR* σύμφωνα με έρευνα της *Illinois Power Company* και *BC Hydro*. [2]

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.



(a) Real-time prices set by Illinois Power Company.



(b) Two-level inclining block rates set by BC Hydro.

(Εικόνα 27) (α) Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (β) Inclining Block rates

Το κόστος αναμονής αυξάνεται όσο περισσότερη ενεργειακή κατανάλωση προγραμματίζεται για μετέπειτα ώρες στην ημέρα. Για την ακρίβεια, μπορούμε να προσδιορίσουμε την παράμετρο αναμονής ως εξής :

$$\rho_a^h = \frac{(\delta_a)^{\beta_a - h}}{E_a}, \quad \forall a \in \mathcal{A}, h \in [\alpha_a, \beta_a],$$

όπου η παράμετρος $\delta_a \geq 1$, είναι μία μεταβλητή ελέγχου. Όσο μεγαλύτερη τιμή παίρνει, τόσο περισσότερο είναι το κόστος της αναμονής χρήσης της συσκευής $a \in \mathcal{A}$.

Τώρα λοιπόν μπορούμε να σχηματίσουμε τον παρακάτω τύπο που περιγράφει το πρόβλημα βελτιστοποίησης της κατανάλωσης.

$$\begin{aligned} \text{minimize}_{x \in \mathcal{X}} \quad & \sum_{h=1}^H p^h \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \\ & + \lambda_{\text{wait}} \sum_{h=1}^H \sum_{a \in \mathcal{A}} \frac{(\delta_a)^{\beta_a - h} x_a^h}{E_a}, \end{aligned}$$

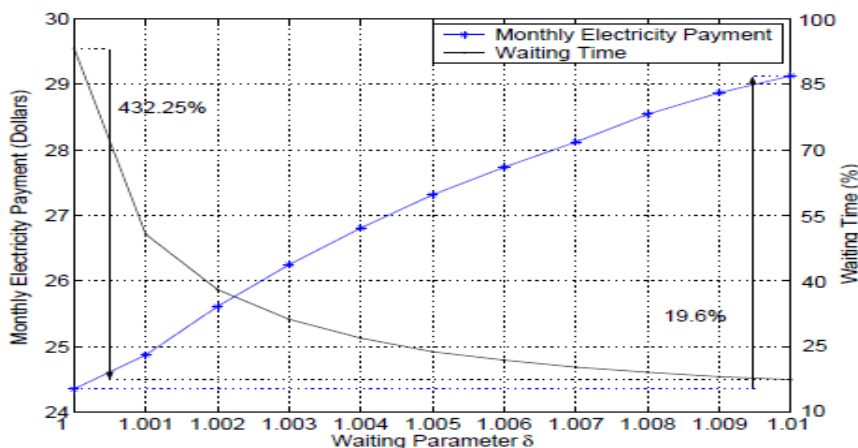
Ο πρώτος και ο δεύτερος όρος της συνάρτησης δηλώνουν την συνολική πληρωμή για ηλεκτρική ενέργεια καθώς και το συνολικό κόστος αναμονής για όλες τις συσκευές, αντίστοιχα. Η παράμετρος λ_{wait} , χρησιμοποιείται με σκοπό να ελέγξει την βαρύτητα των παραμέτρων αναμονής στην συνάρτηση. Μία τυπική τιμή της παραμέτρου αυτής είναι :

$$\lambda_{\text{wait}} = 1$$

Ακόμα, η παράμετρος δ_a για κάθε συσκευή, ορίζεται από τον καταναλωτή. Έτσι για μία συσκευή a για την οποία ο χρήστης έχει δώσει την τιμή $\delta_a = 1$, το κόστος αναμονής δεν θα έχει καθόλου αντίκτυπο στην λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Υπάρχουν 3 κατηγορίες τιμών που μπορεί να λάβει το δ_a [2] :

- Αυστηρή πολιτική μείωσης κόστους: $\delta_a = 1$
- Λιγότερο αυστηρή πολιτική μείωσης κόστους: $\delta > 1$
- Μείωση κόστους αδιάφορη: $\delta \gg 1$



(Εικόνα 28) Συντελεστής αναμονής δ

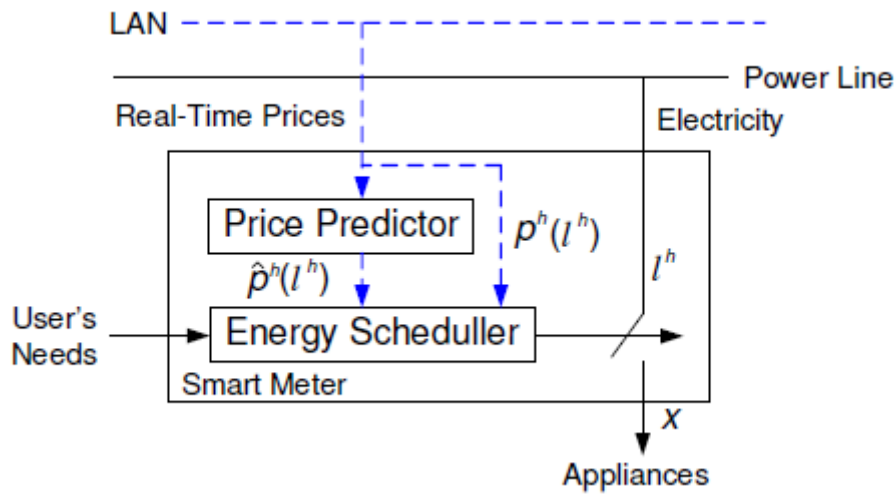
5.3. Διαδικασία πρόβλεψης τιμής σε περιβάλλον τιμολόγησης πραγματικού χρόνου

Μέχρι τώρα, έχουμε υποθέσει πως ο καταναλωτής είναι πλήρως ενήμερος σχετικά με τις επερχόμενες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στις επόμενες χρονικές περιόδους της ημέρας. Πιο πρακτικά, αυτό σημαίνει ότι ο χρήστης γνωρίζει τις τιμές των παραμέτρων a^h , b^h , c^h για κάθε $h \in H$. Αυτό θα ήταν σχετικά εύκολο αν η πολιτική που εφαρμοζόταν ήταν αυτή της τιμολόγησης για μία μέρα μπροστά (*Day Ahead Pricing*). Στην δική μας περίπτωση όμως εφαρμόζουμε ένα πιο δυναμικό σενάριο πρόβλεψης τιμής, το οποίο έχει χρονικό ορίζοντα ανακοίνωσης :

$$1 \leq P \ll H$$

ώρες μπροστά ($P = \text{Pricing Announcement Horizon}$).

Στην παρακάτω εικόνα βλέπουμε την λειτουργία ενός έξυπνου μετρητή με την λειτουργία πρόβλεψης τιμής [2] :



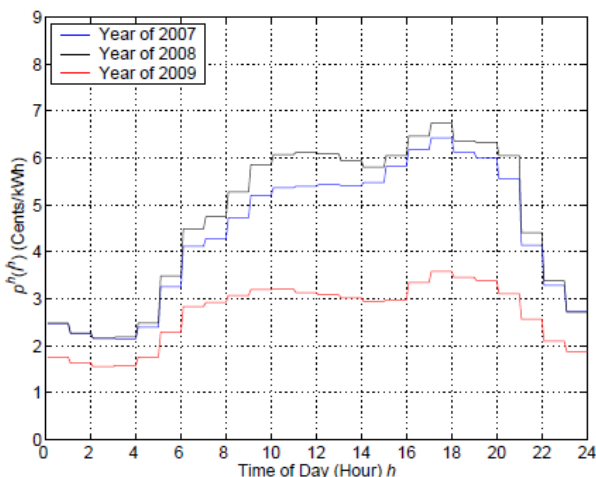
(Εικόνα 29) Λειτουργία ενός έξυπνου μετρητή

Δέχεται ως είσοδο τις τιμές πραγματικού χρόνου $p^h(l^h)$ για κάθε $h \in P$. Η μονάδα πρόβλεψης τιμής υπολογίζει τις επερχόμενες τιμές η οποίες δεν ανακοινώνονται από την εταιρία, $\hat{p}^h(l^h)$, για κάθε $h \in H \setminus P$, σε περίπτωση που ο ορίζοντας ανακοίνωσης των τιμών είναι μικρότερος του ορίζοντα προγραμματισμού της κατανάλωσης.

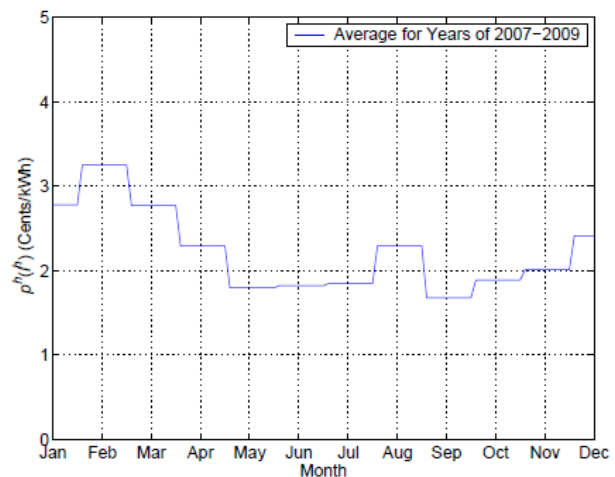
Οι κατάλληλες τιμές των παραμέτρων προγραμματισμού της ηλεκτρικής κατανάλωσης βασίζονται στον τελικό τύπο του κεφαλαίου.

Η πρόβλεψη βασίζεται σε καταγεγραμμένα γεγονότα του παρελθόντος. Οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος κατά γενική ομολογία είναι διαφορετικές μεταξύ των πρωινών, μεσημεριανών και βραδινών ωρών, καθώς και μεταξύ καθημερινών και Σαββατοκύριακου. Για την εξαγωγή των προβλέψεων μας, θα αναπτύξουμε εφαρμογή πρόβλεψης τιμής μικρής πολυπλοκότητας.

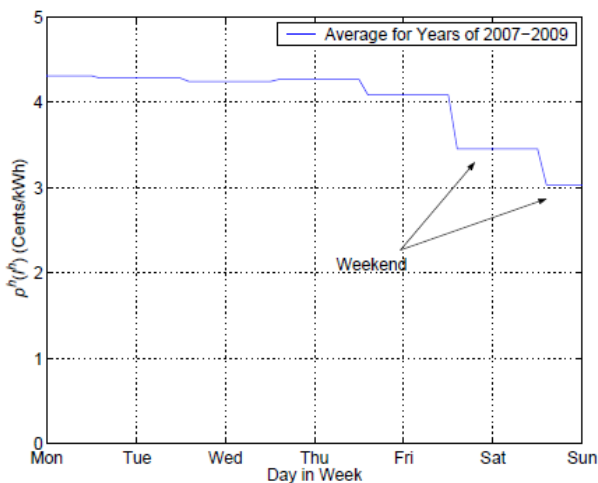
Παρακάτω, παραθέτουμε τα γραφήματα τιμών που χρησιμοποίησε η 'IPC' από τον Ιανουάριο του 2007 έως τον Δεκέμβριο του 2009, για να μετρήσει τους διάφορους παράγοντες που επηρεάζουν την πρόβλεψη της τιμής.



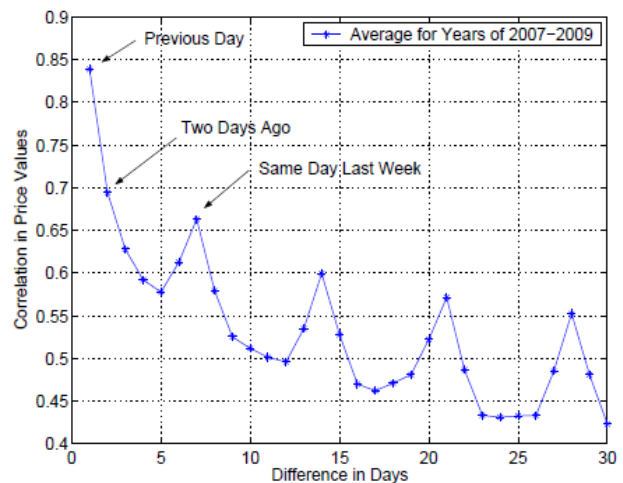
(a) Different Years



(b) Different Months of Year



(c) Different Days of Week



(d) Correlation with Past Prices at Different Days

(Εικόνα 30 (α),(β),(γ),(δ)) Συσχέτιση τιμών με (α) την ώρα της ημέρας, (β) τον μήνα του χρόνου, (γ) τις ημέρες της εβδομάδας, (δ) τις προηγούμενες μέρες

Παρατηρούμε ότι ενώ οι τάσεις είναι περίπου οι ίδιες από χρόνο σε χρόνο, οι ακριβείς τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διαφέρουν αρκετά. Αυτό συμβαίνει υπάρχουν διακυμάνσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας από έτος σε έτος.

Από το δεύτερο διάγραμμα βλέπουμε ότι οι τιμές διαφέρουν αρκετά και από μήνα σε μήνα. Ακόμα, ενώ περιμέναμε οι τιμή κατά τους καλοκαιρινούς μήνες να είναι η χαμηλότερη, αυτό δεν συμβαίνει. Άρα, δεν είναι το καταλληλότερο κριτήριο για να εξάγουμε συμπεράσματα.

Στο τρίτο διάγραμμα παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει σημαντική διαφορά στις τιμές μεταξύ των καθημερινών, αλλά υπάρχει διαφορά για τις ημέρες Σάββατο και Κυριακή. Έτσι, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι θα υπάρχουν σχέσεις μεταξύ των επερχόμενων τιμών, αν πρόκειται για καθημερινή ή Σαββατοκύριακο.

Αυτό φαίνεται και στο τέταρτο διάγραμμα, όπου καταγράφεται η συσχέτιση των ωριαίων τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα, με αυτές σε προηγούμενες μέρες. Μπορούμε να διαπιστώσουμε ότι υπάρχει μεγάλη ομοιότητα στις τιμές σήμερα με αυτές τις προηγούμενης μέρας (της τάξεως του 0.87). Ο λόγος αυτός μειώνεται όσο πάμε νωρίτερα στην προηγούμενη εβδομάδα, ενώ εμφανίζει πάλι μέγιστο, στην ακριβώς ίδια μέρα της προηγούμενης εβδομάδας (0.67). Θα λέγαμε δηλαδή ότι η συσχέτιση είναι άνισα περιοδική.

Μπορούμε λοιπόν να πούμε ότι για την πρόβλεψη μας θα κρατήσουμε τις τιμές για χθες, προχθές, και την προηγούμενη εβδομάδα ίδια μέρα.

Θέτουμε τις παραμέτρους $a^h[t]^*$, $b^h[t]^*$, $c^h[t]^*$ ως παραμέτρους πρόβλεψης για την επερχόμενη τιμή κάθε ώρας h την ημέρα t . Ο τύπος για τον υπολογισμό τους θα είναι:

$$\hat{a}^h[t] = k_1 a^h[t - 1] + k_2 a^h[t - 2] + k_7 a^h[t - 7], \quad \forall h \in \mathcal{H}.$$

Παρομοίως για τα $b^h[t]^*$, $c^h[t]^*$. Οι μεταβλητές k_1 , k_2 , k_7 δίνονται από τον παρακάτω πίνακα [2] :

Πίνακας 2 : Ημερήσιοι συντελεστές για την πρόβλεψη τιμής ηλεκτρικής ενέργειας

Day	k_1	k_2	k_7
Monday	0.355	0.465	0.359
Tuesday	0.858	0	0.126
Wednesday	0.837	0	0.142
Thursday	0.943	0	0.050
Friday	0.868	0	0.092
Saturday	0.671	0	0.196
Sunday	0.719	0	0.184

Να σημειώσουμε στο σημείο αυτό ότι η παράμετρος $c^h[t]$ πρακτικά παίρνει μία σταθερή τιμή και δεν αλλάζει σε καθημερινή βάση. Θα αλλάξει μία με δύο φορές τον χρόνο σε διαφορετικές εποχές.

Έχοντας λοιπόν τις τιμές a^{h*} , b^{h*} , c^{h*} , η προβλεπόμενη τιμή δίνεται από την συνάρτηση:

$$\hat{p}^h(l^h) = \begin{cases} \hat{a}^h, & \text{if } 0 \leq l^h \leq \hat{c}^h, \\ \hat{b}^h, & \text{if } l^h > \hat{c}^h. \end{cases}$$

Για απλοποίηση όλων των παραπάνω, να αναφέρουμε πως απλουστευμένα οι προβλεπόμενες τιμές μπορούν να δοθούν εναλλακτικά από την σχέση:

$$p^h(l^h) = a^h$$

Η παραπάνω μέθοδος βγάζει περιθώριο σφάλματος της τάξεως του 13%, αριθμός ικανοποιητικός για να προχωρήσουμε στην εξαγωγή του προτεινόμενου προγράμματος βελτιστοποίησης οικιακής κατανάλωσης.

5.4. Βέλτιστος Οικιακός Έλεγχος Φορτίου

Στην περίπτωση που η δημόσια υπηρεσία/εταιρία δεν ανακοινώνει την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για όλες τις ώρες του ορίζοντα προγραμματισμού χρήσης των συσκευών, γράφουμε την συνάρτηση βελτιστοποίησης ως εξής:

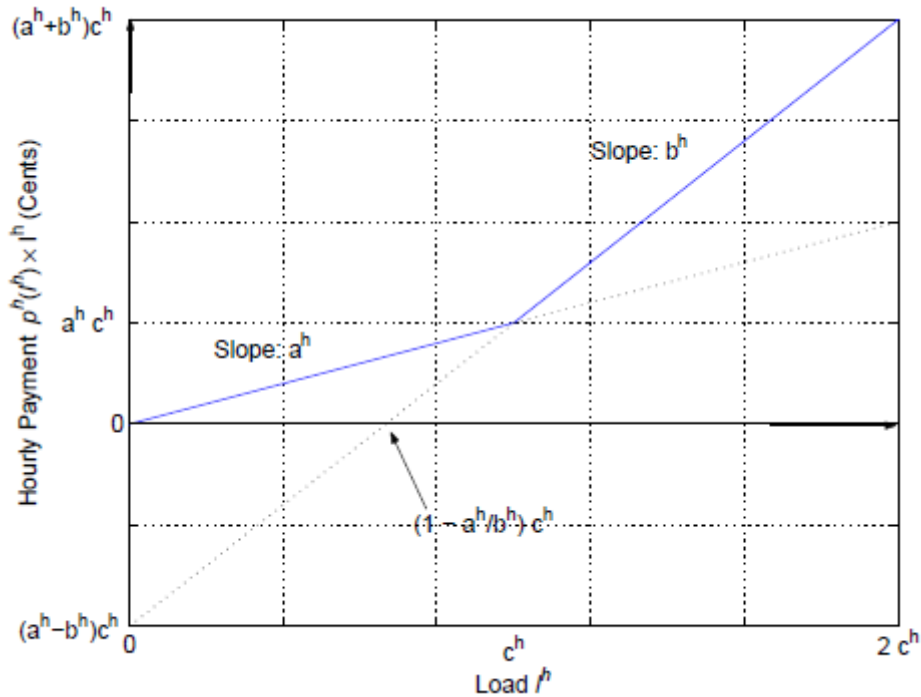
$$\begin{aligned} \underset{x \in \mathcal{X}}{\text{minimize}} \quad & \sum_{h=1}^P p^h \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \\ & + \sum_{h=P+1}^H \hat{p}^h \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \left(\sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \right) \\ & + \lambda_{\text{wait}} \sum_{h=1}^H \sum_{a \in \mathcal{A}} \frac{(\delta_a)^{\beta_a - h} x_a^h}{E_a}, \end{aligned}$$

Παρατηρούμε λοιπόν ότι στην παραπάνω σχέση σπάσαμε το κομμάτι της συνολικής πληρωμής για ηλεκτρική ενέργεια, για H ώρες, σε δύο μέρη. Το πρώτο δείχνει της ακριβή πληρωμή του καταναλωτή για τις P ώρες για τις οποίες ο διαχειριστής έχει

ανακοινώσει τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το δεύτερο κομμάτι δείχνει την κατά προσέγγιση πληρωμή για τον χρονικό ορίζοντα ($H - P$).

Τώρα, θα παρουσιάσουμε την ωριαία πληρωμή $\rho^h(l^h) \times l^h$ να διαμορφώνεται βάσει δύο τεμνόμενων γραμμών. [2]

$$\text{Payment} = a^h l^h \quad \& \quad \text{Payment} = b^h l^h + (a^h - b^h)c^h$$



(Εικόνα 31) Εφαρμογή του Inclining Block Rate στην τιμολόγηση του οικιακού φορτίου

Έτσι, για κάθε $h \in P$, έχουμε :

$$\rho^h(l^h) \times l^h = \max\{a^h l^h, b^h l^h + (a^h - b^h)c^h\}$$

Ενώ για κάθε $h \in HP$, έχουμε :

$$\rho^h(l^h)^* \times l^h = \max\{a^{h*} l^h, b^{h*} l^h + (a^{h*} - b^{h*})c^{h*}\}$$

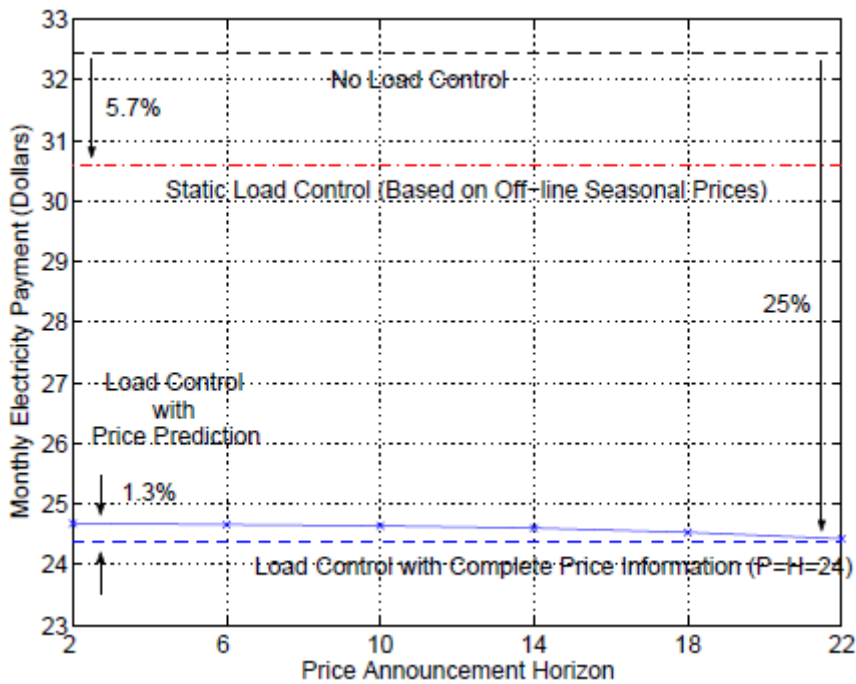
Τελικά, η συνάρτηση βελτιστοποίησης παίρνει την μορφή:

$$\begin{aligned}
 \text{minimize}_{x \in \mathcal{X}} \quad & \sum_{h=1}^P \max \left\{ a^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h, b^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h + (a^h - b^h) c^h \right\} \\
 & + \sum_{h=P+1}^H \max \left\{ \hat{a}^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h, \right. \\
 & \quad \left. \hat{b}^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h + (\hat{a}^h - \hat{b}^h) \hat{c}^h \right\} \\
 & + \lambda_{\text{wait}} \sum_{h=1}^H \sum_{a \in \mathcal{A}} \frac{(\delta_a)^{\beta_a - h} x_a^h}{E_a},
 \end{aligned}$$

Τέλος, θέτοντας όλη την μεγάλη συνάρτηση μέχρι την παράμετρο αναμονής ως v^h , η συνάρτηση τελικά γράφεται στην τελική της μορφή :

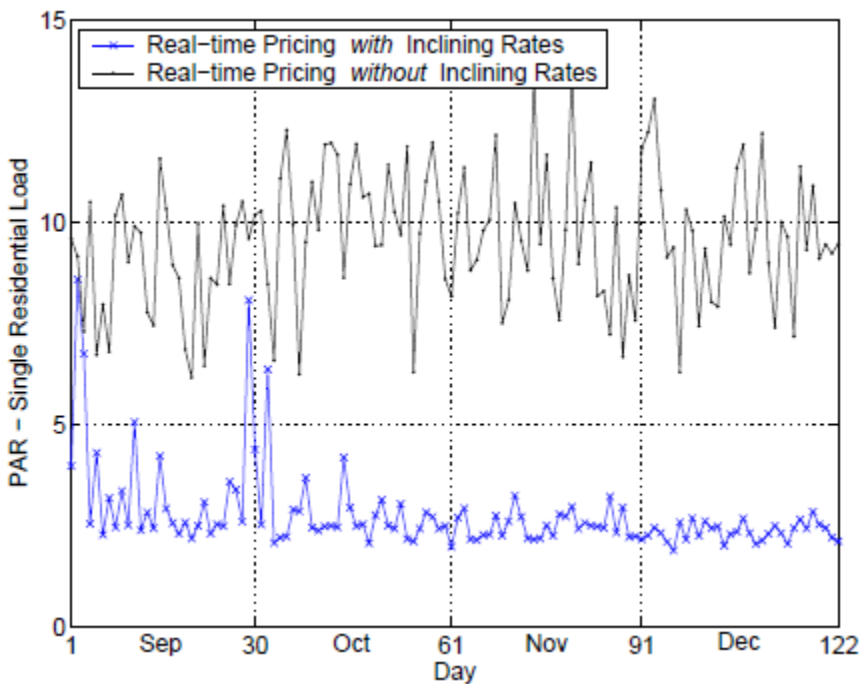
$$\begin{aligned}
 \text{minimize}_{\substack{x \in \mathcal{X} \\ v^h, \forall h \in \mathcal{H}}} \quad & \sum_{h=1}^H v^h + \lambda_{\text{wait}} \sum_{h=1}^H \sum_{a \in \mathcal{A}} \frac{(\delta_a)^{\beta_a - h} x_a^h}{E_a} \\
 & a^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \leq v^h, \quad \forall h \in \mathcal{P}, \\
 & b^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h + (a^h - b^h) c^h \leq v^h, \quad \forall h \in \mathcal{P}, \\
 & \hat{a}^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h \leq v^h, \quad \forall h \in \mathcal{H} \setminus \mathcal{P}, \\
 & \hat{b}^h \sum_{a \in \mathcal{A}} x_a^h + (\hat{a}^h - \hat{b}^h) \hat{c}^h \leq v^h, \quad \forall h \in \mathcal{H} \setminus \mathcal{P}.
 \end{aligned}$$

Αυτό που παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον είναι ότι η συνάρτηση σε αυτή τη μορφή, είναι γραμμική και διαφοροποιήσιμη, και έτσι μπορεί να υλοποιηθεί εύκολα με γραμμικό προγραμματισμό. Στο παρακάτω σχήμα, βλέπουμε το πως επηρεάζει την πληρωμή του καταναλωτή για ηλεκτρική ενέργεια η εφαρμογή της δυναμικής διαχείρισης φορτίου μέσω της πρόβλεψης των τιμών.



(Εικόνα 32) Μηνιαία πληρωμή για ηλεκτρική ενέργεια ανάλογη της διαχείρισης φορτίου

Τέλος, ο συνδυασμός των μεθόδων Τιμολόγησης πραγματικού χρόνου και *Inclining Block Rates*, συντελούν στην δραστική μείωση του δείκτη *Μεγίστου προς μέση τιμή* (PAR), όπως φαίνεται και στο σχήμα :



(Εικόνα 33) Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου με και χωρίς *Inclining Block rates*

5.4.1. Ειδικές περιπτώσεις

A. Συσσκευές με διακριτά επίπεδα ενεργειακής κατανάλωσης

Ορίζουμε την μεταβλητή $y_a^h = 1$, αν η συσκευή βρίσκεται σε λειτουργία "on", και ίση με μηδέν αν η συσκευή βρίσκεται σε λειτουργία "off". Έτσι, η συνάρτηση προγραμματισμού της ενεργειακής κατανάλωσης της συσκευής είναι η παρακάτω:

$$x_a^h = y_a^h \gamma_a^{\max} + (1 - y_a^h) \gamma_a^{\min}, \quad \forall h \in [\alpha_a, \beta_a].$$

Σε αυτή τη περίπτωση η τελική συνάρτηση βελτιστοποίησης θα γίνει ένα γραμμικό μεικτό ακέραιο πρόβλημα το οποίο είναι πιο δύσκολο από ότι το απλό γραμμικό.

B. Διακοπτόμενα -και μη- οικιακά φορτία

Για κάθε συσκευή που χαρακτηρίζεται ως μη διακοπτόμενη ορίζουμε την παράμετρο θ_a , η οποία δείχνει τον χρόνο που απαιτεί μία τέτοια συσκευή να λειτουργεί σε επίπεδο ισχύος γ_a^{\max} . Ακόμα, ορίζουμε την παράμετρο z_a^h , η οποία για τιμή $z_a^h = 1$ δηλώνει ότι η συσκευή ξεκίνησε την λειτουργία της την ώρα h , αλλιώς έχει τιμή ίση με μηδέν. Έτσι λοιπόν έχουμε:

$$\sum_{h=\alpha_a}^{\beta_a - \theta_a + 1} z_a^h = 1,$$

και

$$z_a^h = 0, \quad \forall h \in \mathcal{H} \setminus [\alpha_a, \beta_a - \theta_a + 1].$$

Αυτό σημαίνει ότι η λειτουργία μίας συσκευής μπορεί να ξεκινήσει κάπου μεταξύ των ωρών α_a και $\beta_a - \theta_a + 1$ προκειμένου να τερματίσει σίγουρα την λειτουργία της μέχρι την ώρα β_a .

C. Αποθήκευση ενέργειας σε μία οικία

Όσο η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών γίνεται ολοένα και πιο εφαρμόσιμη, έντονο ενδιαφέρον υπάρχει στην χρησιμοποίηση της χωρητικότητας αποθήκευσης των μπαταριών, με σκοπό να επιστρέψουν κάποια από αυτήν την αποθηκευμένη ενέργεια πίσω στο δίκτυο, όταν αυτό καταστεί αναγκαίο. Σε αυτή τη περίπτωση, οι χρήστες, θα μπορούν να "αγοράζουν" ηλεκτρική ενέργεια για να φορτίσουν τις μπαταρίες αυτές, όταν οι τιμές της ενέργειας είναι χαμηλές, και να "πουλήσουν" πίσω στο δίκτυο την ενέργεια αυτή όταν οι τιμές είναι υψηλές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Υλοποίηση, προσομοιώσεις και συμπεράσματα

Όλα τα παραπάνω είναι εξαιρετικά χρήσιμες πληροφορίες περί του αντικειμένου της *Διαχείρισης Ζήτησης και ανταπόκριση σε αυτή, Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου, "Inclining Block Rates"*, πληροφορίες που αναλύουν σε μεγάλο βαθμό τις προοπτικές του αντικειμένου, και δίνει την βάση σε όποιον θέλει να το αναπτύξει σε μεγαλύτερο βαθμό, εισάγοντας στην έρευνά του εκατοντάδες μεταβλητές και χαρακτηριστικά, αξιοποιώντας τις παραπάνω πληροφορίες για την κατασκευή ενός αρκετά ρεαλιστικού μοντέλου, που πλην των τιμών της αγοράς, θα εισάγει στοιχεία ανθρώπινης συμπεριφοράς.

Στην δική μας περίπτωση θα γίνει η προσπάθεια για την παρουσίαση ενός απλούστερου μοντέλου για μια ενεργειακή κοινότητα που αριθμεί 200 τελικούς καταναλωτές. Στην υλοποίηση μας θεωρούμε ότι οι καταναλωτές έχουν παρόμοια ηλεκτρική συμπεριφορά, αριθμούν τις ίδιες οικιακές συσκευές, και η χρήση τους βασίζεται σε υποκειμενικά κριτήρια.

Η κάθε μέρα θα χωριστεί σε 12 περιόδους των 2 ωρών η κάθε μια, περιόδους για τις οποίες ο χρήστης θα προγραμματίζει την χρήση του. Το σύνολο της προσομοίωσης θα είναι ένας μήνας μετά την υποτιθέμενη εγκατάσταση του έξυπνου μετρητή σε κάθε οικία και την συμμετοχή του καταναλωτή σε γεγονότα διαχείρισης ζήτησης.

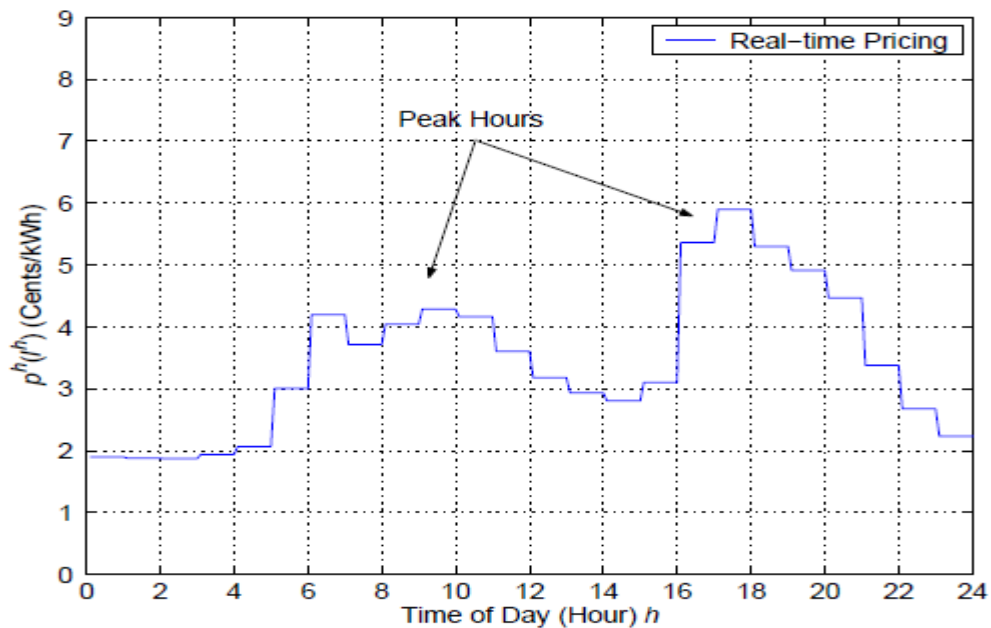
Ακόμα να αναφερθεί, ότι στην περίπτωση μας, ακολουθούμε πολιτική *Αυστηρά μείωσης κόστους* ($\delta_a=1$), με παράμετρο αναμονής ($\lambda_{wait}=1$), εξαλείφοντας ουσιαστικά από το δικό μας πρόβλημα την έννοια του κόστους καθυστέρησης λειτουργίας της συσκευής.

6.1. Περίπτωση 1: Χωρίς Διαχείριση Ζήτησης

Για να δείξουμε λοιπόν την χρησιμότητα της Διαχείρισης Ζήτησης και την εισαγωγή των τελικών καταναλωτών δυναμικά στην διαμόρφωση της ζήτησης, αρχικά θα παρουσιάσουμε την λειτουργία ενός αντίστοιχου δικτύου, δίχως την δυνατότητα πρόβλεψης τιμής, δηλαδή, ο καταναλωτής χρησιμοποιεί τις συσκευές του τυχαία και ανάλογα τις στιγμιαίες ανάγκες του.

Ως τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στην μέρα θα πάρουμε αυτές που παρουσιάζονται από την έρευνα της *Illinois Power Company* ύστερα από παρατήρηση 3 ετών [2].

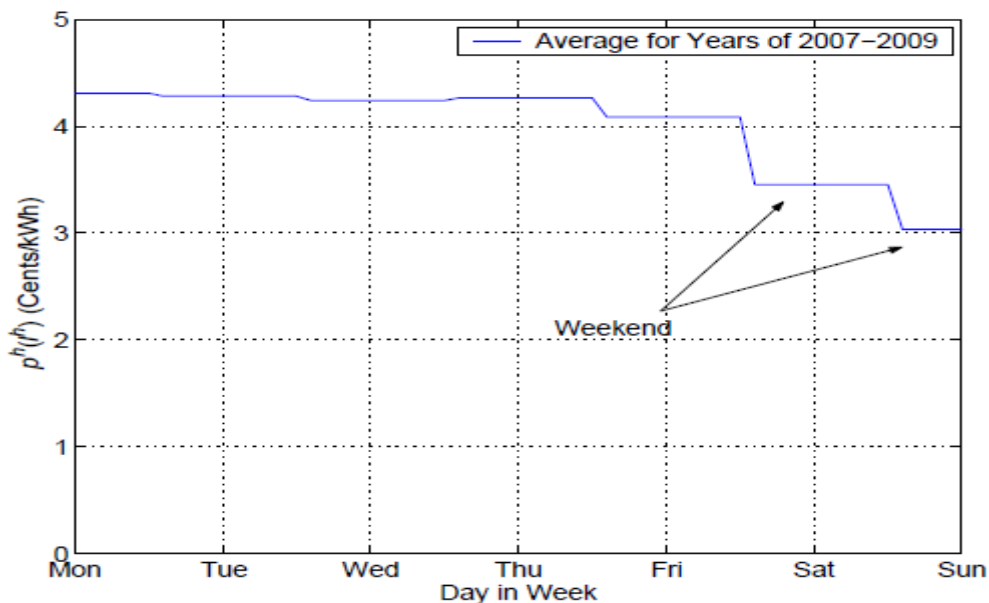
Θα θεωρήσουμε ότι η έρευνα γίνεται το μήνα Ιανουάριο όπου η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια είναι αυξημένη.



(a) Real-time prices set by Illinois Power Company.

(Εικόνα 34) Γράφημα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα την περίοδο της ημέρας

Αρχικά να αναφέρουμε ότι στην Ελλάδα δεν συναντούμε μεταβλητά τιμολόγια. Τα παρακάτω είναι μέρος υπόθεσης που θα μας βοηθήσουν στην μετέπειτα έρευνα. Για να φέρουμε τις τιμές σε αναλογία με τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, θα διπλασιάσουμε κάθε τιμή. Ακόμα, θεωρούμε ότι αυτές είναι οι τιμές για την μέρα Δευτέρα, η οποία είναι και η πιο ακριβή σε σχέση με την υπόλοιπη εβδομάδα, προσαρμόζοντας τις υπόλοιπες μέρες βάσει συντελεστών που προκύπτουν, με πιθανή απόκλιση, από το επόμενο γράφημα.



(c) Different Days of Week

(Εικόνα 35) Συσχέτιση τιμών για διαφορετικές μέρες της εβδομάδας

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Θα λάβουμε λοιπόν την Δευτέρα με συντελεστή 1, και ακολούθως :

Δευτέρα = $1 * p$
Τρίτη = $0,95 * p$
Τετάρτη = $0,9 * p$
Πέμπτη = $0,95 * p$

Παρασκευή = $0,85 * p$
Σάββατο = $0,7 * p$
Κυριακή = $0,6 * p$

Οπότε και θα κατασκευάσουμε τον παρακάτω πίνακα για την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας σε μία εβδομάδα (εβδομάδα που μετέπειτα θα αναφέρεται στις μέρες 1-7).

Πίνακας 3 : Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ανά ημέρα της εβδομάδος

Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday	Saturday	Friday
4	3,8	3,6	3,8	3,4	2,8	2,4
3,4	3,23	3,06	3,23	2,89	2,38	2,04
5,6	5,32	5,04	5,32	4,76	3,92	3,36
8	7,6	7,2	7,6	6,8	5,6	4,8
8,4	7,98	7,56	7,98	7,14	5,88	5,04
7,8	7,41	7,02	7,41	6,63	5,46	4,68
6	5,7	5,4	5,7	5,1	4,2	3,6
5,6	5,32	5,04	5,32	4,76	3,92	3,36
11,6	11,02	10,44	11,02	9,86	8,12	6,96
10,2	9,69	9,18	9,69	8,67	7,14	6,12
7,8	7,41	7,02	7,41	6,63	5,46	4,68
5	4,75	4,5	4,75	4,25	3,5	3

Στην προκειμένη περίπτωση, ο καταναλωτής θα χρεώνεται σε αυτές τις τιμές την χρήση της ηλεκτρικής του ενέργειας. Θυμίζουμε ότι δεν συμμετέχει σε γεγονός, οπότε δεν έχει την δυνατότητα πρόβλεψης της τιμής. Στην συνέχεια παραθέτουμε ένα πιθανό σύνολο ηλεκτρικών συσκευών που έχει η κάθε κατοικία ανεξαιρέτως, μαζί με τις KWh.

Πίνακας 4 : Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ανά ημέρα της εβδομάδος

Συσκευές κατοικίας		KWh
1	Air Temperature	1
2	Lightning	0,6
3	Washing Machine	0,5
4	Dryer	4,3
5	Dishwashing machine	0,8
6	Furnace	1,5
7	Water Heater	4
8	Vacuum Cleaner	1
9	Iron	2,4
10	PC	0,3

Για να συνεχίσουμε, θα πρέπει να σκεφτούμε ένα πιθανό σενάριο-ωράριο, με το οποίο οι κατοικίες χρησιμοποιούν τις συσκευές αυτές. Έτσι, θα υπολογίσουμε τελικά την εβδομαδιαία κατανάλωση μίας κατοικίας, καθώς και πόσο πλήρωσε για αυτήν, σε κάθε χρονική περίοδο της εβδομάδας.

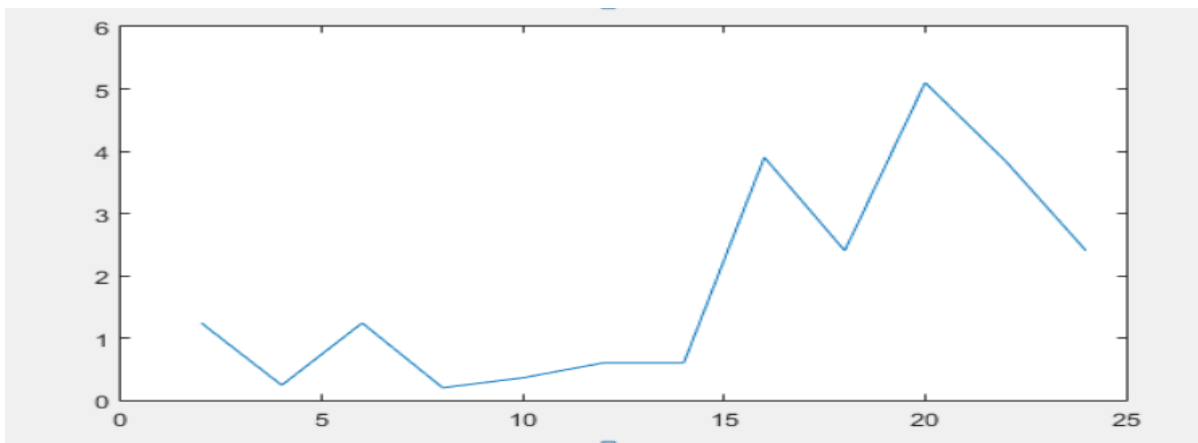
Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Όπως είπαμε και παραπάνω, η χρήση των συσκευών ενός σπιτιού εξάγεται βάσει παρατήρησης σε εμπειρικά δεδομένα.

Έστω λοιπόν ότι:

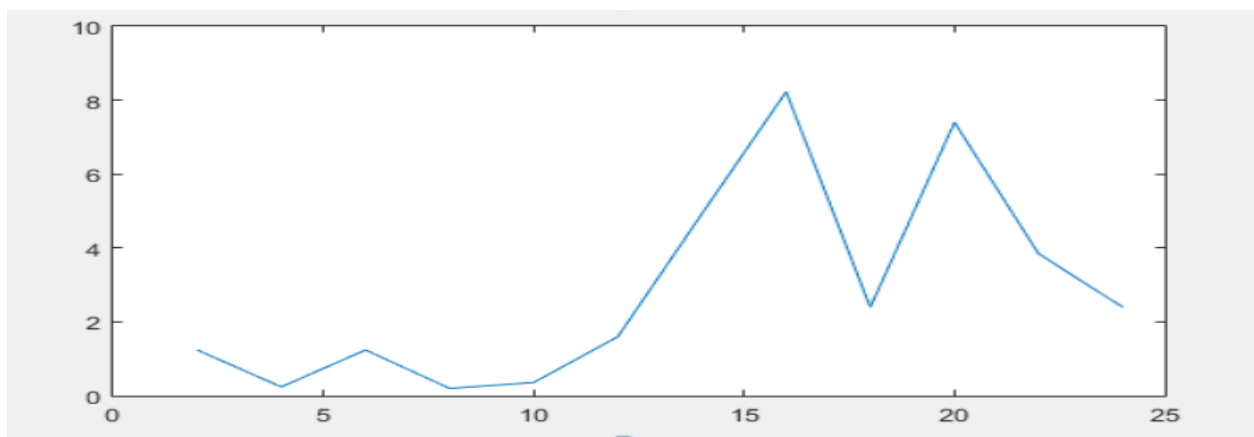
- 1) Air Conditioning : 04.00-05.00, 15.00-16.00, 19.00-21.00, 23.00-01.00
- 2) Lightning : 2x(00.00-06.00), 6x(17.00-18.00), 12x(18.00-22.00), 6x(22.00-24.00)
- 3) Washing Machine: Sunday at 12.00-14.00
- 4) Dryer : Sunday at 15.00-16.00
- 5) Dishwashing Machine : 15.00-16.00, 21.00-22.00
- 6) Furnace : 13.00-15.00
- 7) Water Heater : 19.00-19.30
- 8) Vacuum Cleaner : Sunday at 11.00-12.00
- 9) Iron : Sunday at 18.00-19.00
- 10)PC : 09.00-04.00

Οπότε έχουμε συνολική ημερήσια κατανάλωση για τις μέρες Δευτέρα έως Σάββατο:



(Εικόνα 36) Ημερήσια κατανάλωση για Δευτέρα-Σάββατο

Και αντίστοιχα για την ημέρα Κυριακή (όπου θεωρούμε ότι γίνονται οι καθαριότητες ενός σπιτιού):



(Εικόνα 37) Ημερήσια κατανάλωση για τη Κυριακή

Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψη την κατανάλωση ενός σπιτιού μέσα στην εβδομάδα, αλλά και τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας κατά την διάρκεια αυτής, υπολογίζουμε τον πίνακα χρέωσης χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε χρονική περίοδο:

Πίνακας 5 : Πίνακας χρέωσης ηλεκτρικής ενέργειας

h	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday	Saturday	Sunday
0-2	4,96	4,712	4,464	4,71	4,21	3,472	2,98
2-4	0,816	0,775	0,74	0,775	0,7	0,5712	0,49
4-6	6,944	6,6	6,25	6,6	5,9	4,86	4,16
6-8	0,8	0,76	0,7	0,76	0,65	0,58	0,5
8-10	3,024	2,873	2,72	2,873	2,57	2,12	1,8
10-12	4,68	4,45	4,2	4,45	3,98	3,27	7,5
12-14	3,6	3,4	3,24	3,4	3,06	2,52	5,76
14-16	21,84	20,75	19,65	20,75	18,56	15,3	27,65
16-18	28,3	26,9	25,47	26,9	24,05	19,8	16,98
18-20	51,4	48,84	46,27	48,84	43,7	36	45,53
20-22	29,95	28,45	26,95	28,45	25,45	20,97	17,97
22-24	12	11,4	10,8	11,4	10,2	8,4	7,2
Σ	167,53	159,15	150,7	159,15	142,4	117,26	138,03

Total electricity monthly payment = 41,37 € ή 1,379 € / ημέρα

Από τα παραπάνω γραφήματα μπορούμε να εξάγουμε ως εβδομαδιαίο *pick* ζήτησης ενέργειας τις:

pick = 1646 KWh/200 households , που παρατηρείται την ημέρα Κυριακή περίπου στις 16:30

και μέση τιμή:

mean = 386KWh/200 households

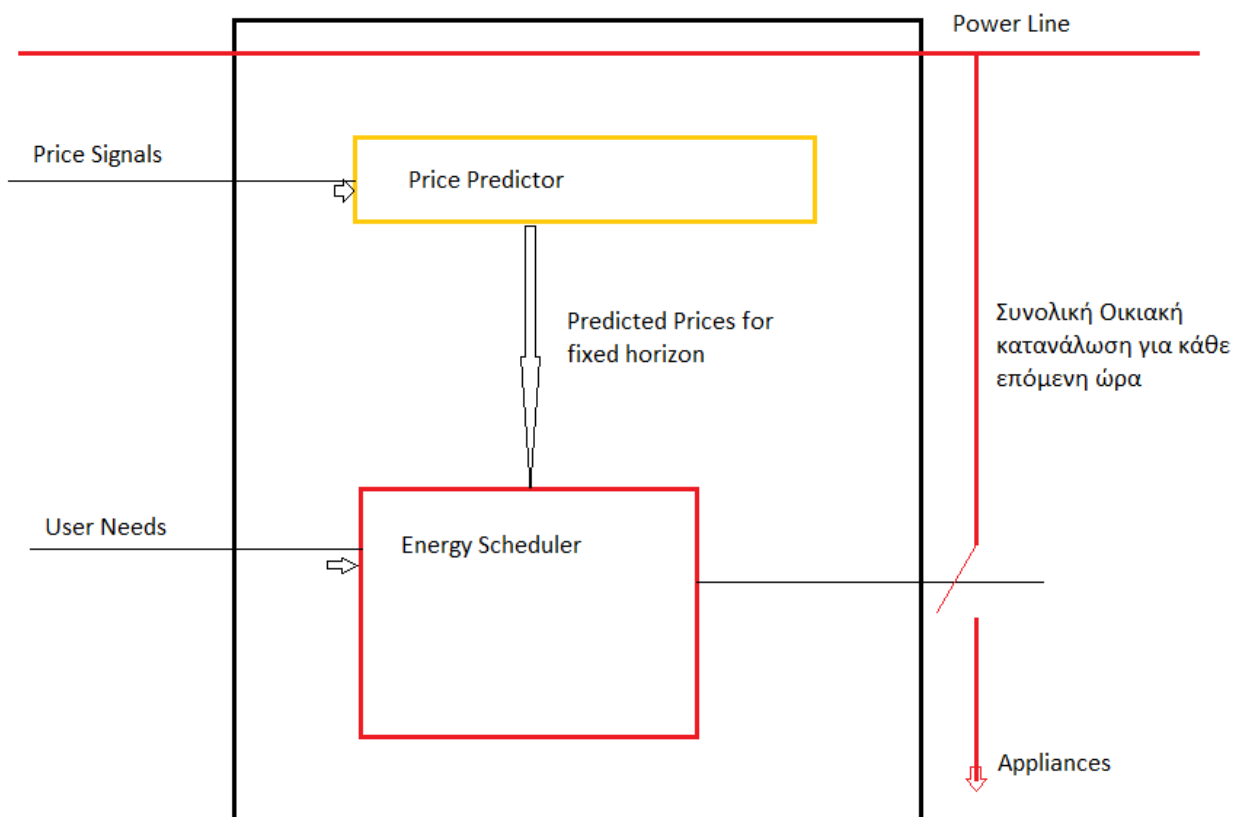
Οι τιμές αυτές μας δίνουν δείκτη *PAR*:

$PAR = pick/mean \approx 4,26$

Σκοπός μας είναι να λάβουμε μέτρα τέτοια, που θα έχουν ως αποτέλεσμα, την μείωση του δείκτη *PAR* για την πιο ομαλή λειτουργία του δικτύου, μειώνοντας τα κόστη συντήρησης και αποφεύγοντας βλάβες από υπερφόρτωση του δικτύου, καθώς και αποκόμιση οικονομικού οφέλους για τους τελικούς καταναλωτές, που μεταφράζεται σε μείωση της συνολικής πληρωμής τους για την χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας.

6.2. Περίπτωση 2: Λειτουργία Demand Side Management

Προς αυτή τη κατεύθυνση, προχωράμε στην εγκατάσταση του έξυπνου μετρητή σε κάθε κατοικία της ενεργειακής κοινότητας. Οι εισοδοί και οι έξοδοι ενός τέτοιου μετρητή φαίνονται παρακάτω. Πιο αναλυτικά, τα σήματα τιμών λειτουργούν ως εισοδοί στον Price Predictor, ο οποίος με την σειρά του παράγει ως έξοδο τις προβλέψεις για τις τιμές του χρονικού ορίζοντα που έχει ορισθεί. Ο προγραμματιστής ενεργειακής χρήσης (Energy Scheduler) δέχεται ως είσοδο τις προτιμήσεις των καταναλωτών και παράγει ως έξοδο το βέλτιστο πρόγραμμα.



(Εικόνα 38) Ελεγκτής ενέργειας που τοποθετείται σε κάθε οικία

Η λειτουργία της Διαχείρισης ζήτησης έχει τα εξής δύο σοβαρά πλεονεκτήματα:

- 1) Χρήση προγραμματισμού για την βελτιστοποίηση της χρήσης των οικιακών συσκευών με σκοπό την ελαχιστοποίηση της ημερήσιας πληρωμής του τελικού καταναλωτή.
- 2) Την ενημέρωση του Διαχειριστή (μέσω της αθροιστικής καμπύλης ζήτησης), για τις πιθανές ώρες ύπαρξης υπερφόρτωσης στο δίκτυο, που έχει ως αποτέλεσμα την έναρξη του πλειοδοτικού διαγωνισμού μεταξύ των καταναλωτών, για την συμμετοχή στην αποφόρτιση του δικτύου και την αποφυγή των μεγίστων στη ζήτηση.

Εφαρμόζοντας συγκεκριμένες παραδοχές για την δική μας περίπτωση δικτύου, θα δούμε πως όλη αυτή η διαδικασία λειτουργεί.

Παραδοχές

- 1) Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι δυναμική και δεν ακολουθεί την ζήτηση που διαμορφώνεται ανά *time slot* στο πρόβλημα μας. Η τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στο παράδειγμά μας προκύπτουν από την λειτουργία της εφαρμογής πρόβλεψης τιμής (*Price Predictor*), ο οποίος χρησιμοποιεί έναν προκαθορισμένο πίνακα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, σχεδιασμένο βάσει συνήθων ωρών αιχμής, πίνακας που διαμορφώθηκε από εταιρία έρευνας, μετά από παρατήρηση 3 ετών. Όπως γίνεται κατανοητό μιλάμε για πρόβλεψη και όχι για ακριβείς τιμές, με την απόκλιση όμως από αυτές να μην είναι μεγάλη. (....)
- 2) Κάθε οικία χρησιμοποιεί τις ίδιες 10 συσκευές, αντίστοιχων ονομαστικών φορτίων
- 3) Οι τιμές που προκύπτουν από την συσκευή "*Price Predictor*", που ουσιαστικά είναι μια κοινή εφαρμογή, είναι ίδιες για όλους τους τελικούς καταναλωτές.
- 4) Θεωρούμε ένα δείγμα 10 τελικών καταναλωτών για τους οποίους είναι υπεύθυνος ένας διαχειριστής (αριθμός που στην πραγματικότητα μπορεί να φτάσει και μερικές χιλιάδες).
- 5) Οι καταναλωτές επιβραβεύονται για την συμμετοχή τους σε γεγονός διαχείρισης ζήτησης με οικονομικά κίνητρα, έτσι διαμορφωμένα ώστε ο διαχειριστής να έχει κέρδος αλλά και η αλλαγή του αρχικού προγράμματος του καταναλωτή, να μην τον αποτρέπει από την συμμετοχή του.
- 6) Βάσει συμβολαίου, για την συμμετοχή στο πρόγραμμα, κάτι που συμπεριλαμβάνει και την εγκατάσταση του έξυπνου μετρητή αλλά και την δυνατότητα πρόσβασης στις προβλεπόμενες τιμές, και άρα την οικονομική βελτιστοποίηση της οικίας, είναι η εξαναγκαστική συμμετοχή σε τουλάχιστον ένα γεγονός, ανά τρεις πλειοδοτικούς διαγωνισμούς. (Το συμβόλαιο το ορίζει ο διαχειριστής. Εδώ αναφέρουμε ως παράδειγμα την συμμετοχή σε ένα από τα τρία γεγονότα).
- 7) Οι οικίες δεν περιλαμβάνουν φωτοβολταϊκά, οπότε δεν υπάρχει αντίθετη ροή φορτίου στους ζυγούς.
- 8) Κάθε τελικός καταναλωτής, μπορεί να συμμετέχει μόνο σε ένα γεγονός την ημέρα (κάτι που επίσης ορίζεται στο συμβόλαιο συμμετοχής).
- 9) Υποθέτουμε λειτουργία στο μήνα Ιανουάριο (εκεί οφείλεται και η χρήση των κλιματιστικών, αλλά και οι τιμές που λαμβάνουμε αντιστοιχούν στον μήνα αυτό)
- 10) Δεν εισάγουμε την έννοια του *Inclining Block Rates* στο παράδειγμά μας. Συνεχίζουμε, αναλύοντας την λειτουργία του **αλγορίθμου** που γράφτηκε για αυτό το σκοπό σε περιβάλλον *MatLab*.
- 11) Την αντικειμενική συνάρτηση της βελτιστοποίησης μας την βασίζουμε στην λογική που εισάγει το "*Real-Time Price-based Demand Response Management for residential appliances via stochastic and robust Optimization*", Zhi Chen, Lei Wu, Yong Fu [11], όπου η βελτιστοποίηση του φορτίου γίνεται μέσω βελτιστοποίησης χρήσης κάθε συσκευής ξεχωριστά.

Τα στάδια λειτουργίας του είναι:

- 1) Υπολογίζει τα *Day Coefficients* (συντελεστές πρόβλεψης τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, πίνακας συντελεστών που εξαρτάται από την μέρα της εβδομάδας).
- 2) Γεμίζει τον πίνακα τιμών **a**, double 24x35
- 3) Ο καταναλωτής επιλέγει για κάθε συσκευή το αποδεκτό εύρος πιθανής λειτουργίας ($s(i) : f(i)$) της κάθε συσκευής, επιλογή που αποθηκεύεται με την μορφή 1 ή 0 στον πίνακα **A**, double 48x10 ($A_v : v$ ο αριθμός των τελικών καταναλωτών). Αυτός είναι ο πίνακας εύρους λειτουργίας. Θεωρούμε ότι το εύρος αυτό είναι συνεχές και όχι διακοπτόμενο.
- 4) Αντίστοιχα, το πρόγραμμα βλέπει την ύπαρξη ή μη τιμής 1 στον πίνακα **A**, και γεμίζει τον πίνακα **Power(t,i)**, πίνακας με το ονομαστικό φορτίο λειτουργίας κάθε συσκευής (i : αριθμός συσκευών).
- 5) Χωρίζει τις συσκευές σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα τα χαρακτηριστικά τους. Προφανώς για κάθε κατηγορία, η διαδικασία για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας τους απαιτεί διαφορετικό κομμάτι κώδικα:

- *Μη-διακοπτόμενα και μετακινήσιμα* (Non-interruptible and Deferrable): Οι συσκευές αυτές δεν μπορούν να διακόψουν την λειτουργίας τους παρά μόνο όταν η εργασία έχει ολοκληρωθεί. Ακόμα, ο καταναλωτής δίνει την δυνατότητα στον *προγραμματιστή ενέργειας* (λειτουργία), να αναβάλει την λειτουργία της συσκευής για τη βέλτιστη τιμολογιακή περίοδο εντός εύρους.

```
% For non-interruptible and deferrable devices
% Washing Machine(1), Dishes(2), Dryer(3), Oven(4), PC(7),
% Για παράδειγμα, Washing Machine is a non-interruptable, deferrable app.
% Άρα η συνάρτηση minimum πάνω στο πίνακα των τιμών, θα πρέπει να
% βρεί τις Hi συνεχόμενες minimum τιμές
if i == 1 || i == 2 || i == 3 || i == 4 || i == 7
    minpayment = 0;
    O = zeros(f(i)-H(i)+2-s(i),1);
    n = 1;
    for n = 1:(f(i)-H(i)+2-s(i))
        O(n) = sum(g(s(i)+n-1:s(i)+n+H(i)-2));
    end
    M = find(O==min(min(O)));
    X = zeros(H(i),1);
    X(:,1) = g(M+s(i)-1:M+s(i)+H(i)-2);
    counter = 0;
    for counter = 1:48
        if counter < M+s(i)-1
            v(counter,i) = 0;
        elseif counter <= M+H(i)-2+s(i)
            v(counter,i) = Power(counter,i);
        else
            v(counter,i) = 0;
        end
    end
end
if H(i) == 0
    minpayment = 0;
else
    for y = 1:H(i)
        minpayment = minpayment + (X(y,1)/2)*Power(M+y-1);
    end
    minpay(i) = minpayment;
end
end
```

- *Μη-διακοπτόμενα και μη-μετακινήσιμα (Non-interruptible and Non-deferrable)* : Οι συσκευές αυτές δεν μπορούν να διακόψουν την λειτουργία τους παρά μόνο όταν η εργασία έχει ολοκληρωθεί. Αντίθετα με προηγουμένως, η συσκευή απαιτεί να λειτουργήσει συγκεκριμένες ώρες.

```
% For non-interruptible and non-deferrable
% Lightning(6), Iron(9), Vacuum(10)
if i == 6 || i == 9 || i == 10
    minpayment = 0;
    H(i) = f(i)-s(i);
    counter3 = 0;
    for counter3 = 1:48
        if counter3 < s(i) || counter3 > f(i)
            w(counter3,i) = 0;
        else
            w(counter3,i) = Power(counter3,i);
        end
    end
    if s(i) == 0 && f(i) == 0
        minpayment = 0;
    else
        for u = s(i):f(i)
            minpayment = minpayment + (g(u)/2)*KW(i);
        end
        minpay(i) = minpayment;
    end
end
end
```

- *Διακοπτόμενα και μετακινήσιμα (Interruptible and deferrable)* : Οι συσκευές αυτές μπορούν να διακόψουν την λειτουργία τους και να την συνεχίσουν αργότερα. Ακόμα, ο καταναλωτής δίνει την δυνατότητα στον *προγραμματιστή ενέργειας* να αναβάλει την λειτουργία της συσκευής για τη βέλτιστη τιμολογιακή περίοδο εντός εύρους.

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

```
% For interruptible and deferrable appliances
% Air Condition(5), Water Heater(8)
if i == 5 || i == 8
    minpayment = 0;
    [sortedValues , sortIndex] = sort(g(s(i):f(i)), 'ascend');
    minIndex = sortIndex(1:H(i));
    counter2 = 0;
    for counter2 = 1:48
        if counter2 ~= s(i)+minIndex
            r(counter2,i) = 0;
        else
            r(counter2,i) = Power(counter2,i);
        end
    end
    if H(i) == 0
        minpayment = 0;
    else
        for q = 1:H(i)
            minpayment = minpayment + (sortedValues(q)/2)*KW(i);
        end
        minpay(i) = minpayment;
    end
end
end
```

6) Ο καταναλωτής ορίζει τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας κάθε συσκευής, για την ημέρα, γεμίζοντας έτσι τον πίνακα **H**, double 10x1.

7) Βάσει αναζήτησης ανά στοιχείο και εξαγωγή μέσω όρων και συγκρίσεων, το πρόγραμμα βρίσκει τα *time slots* για οικονομικά βέλτιστη χρήση των οικιακών συσκευών, με σεβασμό πάντα στην κατηγορία που ανήκουν. Έτσι, γεμίζουν οι πίνακες **v**, **w**, **r**, double 48x10, με την τιμή 1 όπου έχει επιλεγεί να λειτουργήσει η συσκευή.

8) Έτσι λοιπόν διατρέχει διαδικασία βελτιστοποίησης ανά συσκευή, για $t=48$.
 $Optimization/Device = \min(a) * Power(t,a)$

9) Παράγεται τιμή τελικής πληρωμής για την ημέρα d , μεταβλητή **DailyBill**.

10) Δημιουργείται συγκεντρωτικός πίνακας ελάχιστης πληρωμής για διάρκεια μίας εβδομάδας.
Payment(d), double 1x7

11) Παράγεται ιστόγραμμα Ζήτηση ενέργειας ανά *time slot* για κάθε καταναλωτή.
ResidentialDemand, double 48x1

12) Ο αλγόριθμος αυτός τρέχει το ίδιο για 10 καταναλωτές, και στο τέλος αθροίζει τις μεμονωμένες καμπύλες ζήτησης, παράγοντας την αθροιστική.
WholeDistrictDemand, 48x1

Η βελτιστοποίηση της χρήσης είναι βασισμένη σε μια παραλλαγή της αντικειμενικής συνάρτησης που προτείνεται στην αναφορά [11].

Λειτουργία Διαχειριστή :

Πάμε να δούμε τώρα τι συμβαίνει έπειτα από την λύση του **Optimization Problem** (Προβλήματος Βελτιστοποίησης) από την πλευρά των πελατών.

Ο διαχειριστής, παίρνει ως ανατροφοδότηση την καμπύλη συνολικής ζήτησης φορτίου, και βλέπει σε ποιά *time slots* της ημέρας, το δίκτυο θα αντιμετωπίσει πρόβλημα, βάσει της ικανότητας του μετασχηματιστή δικτύου.

Στην συνέχεια, ανακοινώνει πλειοδοτικό διαγωνισμό, ερεθίζοντας τους καταναλωτές να στείλουν σε αυτόν, τις ημερήσιες ατομικές καμπύλες προσφοράς τους, δηλαδή μία γραφική παράσταση με άξονες **Φορτίου-Τιμής**, που δείχνουν σε ποιά τιμή είναι διατεθειμένος κάθε καταναλωτής να κόψει τί φορτίο.

Η γραφική παράσταση αυτή θα είναι συνεχής και για τέτοια διαστήματα στον άξονα του φορτίου, όσο και η ακριβής ονομαστική ισχύς των συσκευών που λειτουργούν τότε.

Βεβαίως, ένας καταναλωτής έχει την δυνατότητα να μην συμμετέχει καθόλου, οπότε και να μην τροφοδοτήσει τον διαχειριστή με κάποια καμπύλη προσφοράς.

Ο διαχειριστής επιλέγει συνήθως να μοιράσει το γεγονός μεταξύ των καταναλωτών, κόβοντας κάποιο φορτίο από όλους τους συμμετέχοντες, ελαχιστοποιώντας και πάλι, το οικονομικό όφελος των καταναλωτών σε σύνολο, έως ότου καταφέρει να ρίξει την συνολική ζήτηση σε επιτρεπτά επίπεδα.

Τώρα, η μετακίνηση των φορτίων αυτών (Load Shifting), θα γίνει σε ώρες ελάχιστης ζήτησης βάσει την συνολικής καμπύλης, δηλαδή θα υπάρξει μία διαδικασία **Valley filling**, όπου για κάθε καταναλωτή, το πρόγραμμα θα βρίσκει κάθε φορά την ελάχιστη τιμή της συνολικής καμπύλης ζήτησης, και θα εναποθέτει το μετακινούμενο φορτίο εκεί.

Ουσιαστικά, αφού ο διαχειριστής επιλέξει τον πρώτο καταναλωτή, δηλαδή αυτόν που βάσει καμπύλης προσφοράς, δέχεται την μετακίνηση του φορτίου στην χαμηλότερη τιμή, τότε αφαιρεί το φορτίο που του κόβει από την ώρα του μεγίστου, και το μετακινεί στη θέση που ο δείκτης σάρωσης του πίνακα *WholeDistrictDemand*.

Άρα προκύπτει ένα νέο πρόβλημα βελτιστοποίησης, αυτό για το οποίο ο αλγόριθμος επιλέγει κατά σειρά τους καταναλωτές που θα συμμετέχουν στο γεγονός της διαχείρισης ζήτησης.

**Ο αλγόριθμος υλοποίησης φαίνεται ολόκληρος στο τέλος του γραπτού κειμένου, όπως και οι χρησιμοποιούμενοι πίνακες.*

Πρόβλημα Βελτιστοποίησης από την μεριά του διαχειριστή :

Όπως είπαμε παραπάνω, μετά το κάλεσμα του διαχειριστή κάθε καταναλωτής στέλνει ως ανατροφοδότηση μία καμπύλη προσφοράς του φορτίου που διατίθεται να μετακινήσει, και το κόστος μίας τέτοιας ενέργειας.

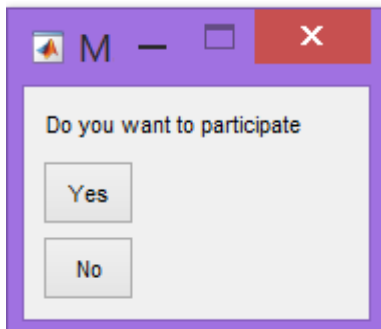
Αλλά ας δούμε αναλυτικά τι συμβαίνει στον αλγόριθμο. Αρχικά, βασιζόμενος σε ιστορικές τιμές, ο *"Price Predictor"* εμφανίζει τις ακόλουθες τιμές για το επόμενο 24ωρο:

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

```
>> AllClientsPerDay
```

```
The predicted electricity prices for next 24 hours are :
```

```
4.0000  
3.2738  
3.0515  
3.3072  
5.0260  
5.5756  
7.1800  
7.3132  
7.5390  
7.2250  
7.0005  
6.3751  
5.3850  
5.2221  
4.9901  
7.0966  
10.4110  
9.8127  
9.1545  
8.5107  
7.0364  
6.0634  
4.4875  
3.8289
```



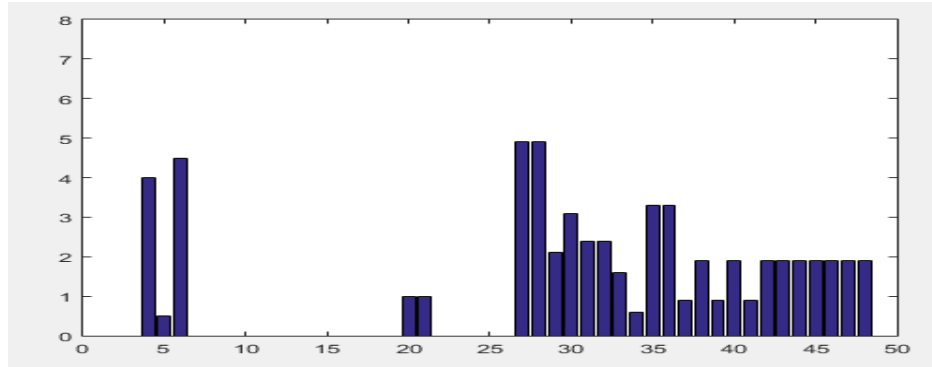
Στην συνέχεια ρωτάει τον καταναλωτή αν θέλει να συμμετάσχει, και του ζητάει να εισάγει το **εύρος λειτουργίας των συσκευών** ($f(i)-s(i)$), καθώς και τον απαραίτητο χρόνο λειτουργίας για την ημέρα ($H(i)$).

Ύστερα από την διαδικασία της οικονομικής βελτιστοποίησης, ανακοινώνει την ελάχιστη πληρωμή για την ημέρα, και εμφανίζει την ημερήσια κατανομή φορτίου με την οποία αυτή επιτυγχάνεται.

```
For client 1 :
```

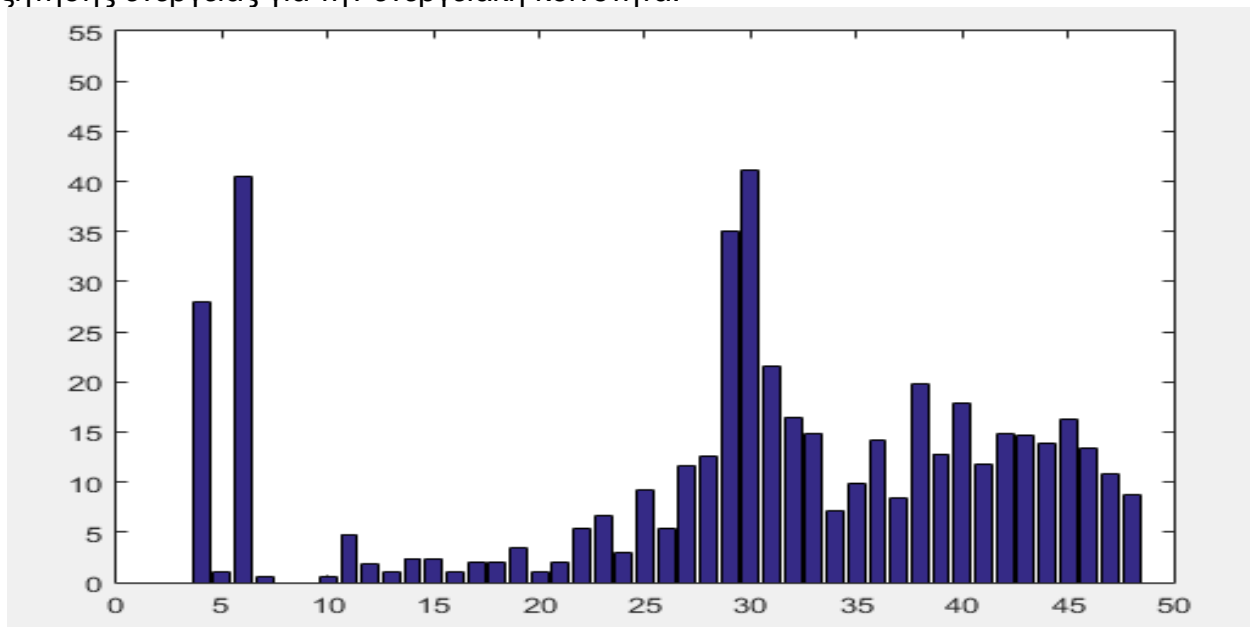
```
The minimum possible payment for day 8 for client 1 is :
```

```
153.3110
```



(Εικόνα 39) Συνολική κατανάλωση της πρώτης οικίας για την ημέρα

Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται και για τους **10** τελικούς καταναλωτές, και στο τέλος, τα ιστογράμματα προστίθενται για να δημιουργήσουν το γράφημα συνολικής ζήτησης ενέργειας για την ενεργειακή κοινότητα.



(Εικόνα 40) Καμπύλη συνολικής ζήτησης του Energy District

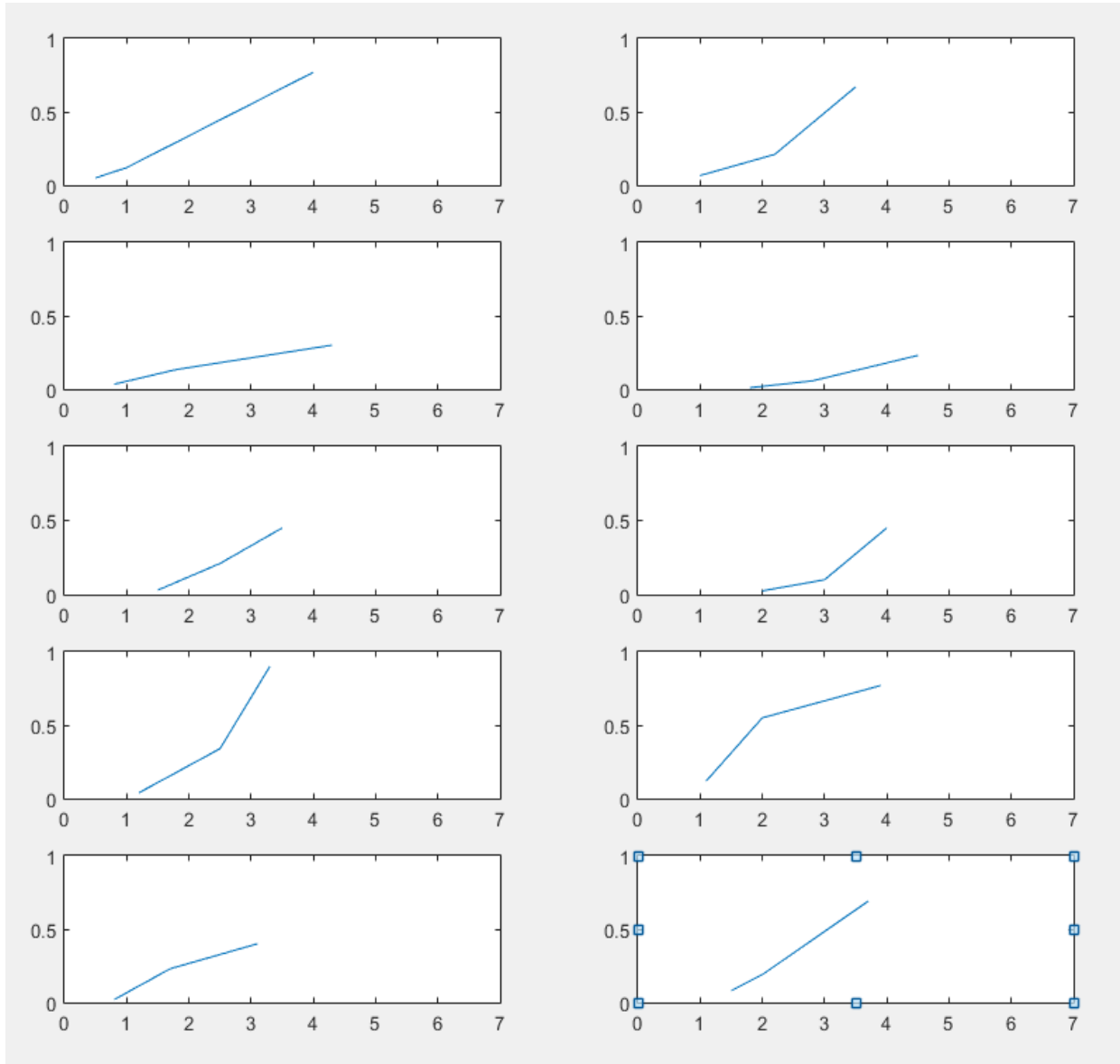
Υπενθυμίζουμε ότι αυτή είναι μία δήλωση φορτίου προς χρησιμοποίηση για το σύνολο των τελικών καταναλωτών (σε μικρότερη κλίμακα) για τους οποίους είναι υπεύθυνος ο διαχειριστής, όπως περί πρόβλεψης επρόκειτο για την τιμολόγηση του 24ώρου.

Κατά την διάρκεια των εργασιών αυτών, δημιουργείται συγκεντρωτικός πίνακας **ConDemand**, double 48x10, για κάθε ResidentialDemand μετά την βελτιστοποίηση, καθώς και πίνακας πληρωμής για την ημέρα, από τις 10 κατοικίες, **DPFD**, double 7x10 (όπου 7 οι ημέρες της εβδομάδας).

Στην συνέχεια το πρόγραμμα εμφανίζει τις καμπύλες προσφοράς του κάθε καταναλωτή, βάσει των οποίων, θα γίνει η βελτιστοποίηση από την μεριά του διαχειριστή.

Οι καμπύλες προσφοράς που εμφανίζονται παρακάτω, δημιουργήθηκαν για κάθε καταναλωτή τυχαία, με μοναδικό σκοπό ο αλγόριθμος να δείξει πως βρίσκει τις πιο

συμφέρουσες προσφορές από την ενεργειακή κοινότητα. Ουσιαστικά, αυτό που έχει να κάνει κάθε καταναλωτής, είναι να επιλέξει κάποιες τιμές για τον άξονα τον x (τι φορτίο δύναται να μετακινήσει), και αντίστοιχα για τον άξονα τον y (με ποιά τιμή θα πληρωθεί για την μετακίνηση αυτή).



(Εικόνα 41) Καμπύλες προσφοράς καταναλωτών

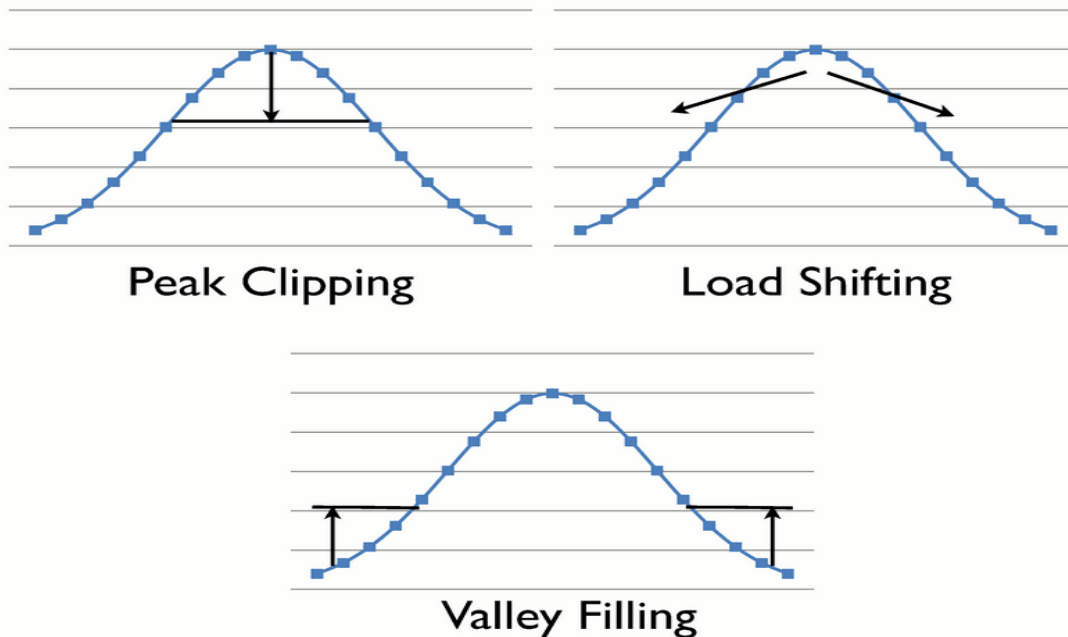
Βάσει αυτών των γραφικών παραστάσεων, υπολογίζεται ο δείκτης **LAv**, ο οποίος είναι έτσι κατασκευασμένος, προκειμένου να δείχνει τον καταναλωτή, με την πιο συμφέρουσα, για τον διαχειριστή, καμπύλη προσφοράς.

Έτσι δημιουργείται ο πίνακας **best**, που περιέχει τους δείκτες LAv για κάθε καταναλωτή.

Σκοπός του διαχειριστή είναι τώρα, να επιλέξει αυτές τις προσφορές, με αυτή τη σειρά, έως ότου η συνολική ζήτηση ενέργειας να πέσει σε αποδεκτά πλαίσια, ελαχιστοποιώντας παράλληλα την οικονομική ανταπόδοση.

Έτσι ο αλγόριθμος, με χρήση την συνάρτησης **find(min)**, βρίσκει σε κάθε επανάληψη την ελάχιστη τιμή του πίνακα **best**. Η μεταβλητή **Opt** είναι ουσιαστικά η θέση του καταναλωτή που προσέφερε την πιο συμφέρουσα καμπύλη προσφοράς.

Και τώρα ερχόμαστε στην επεξήγηση της ορολογίας *Valley Filling*, την οποία εφαρμόζουμε προκειμένου να επιτύχουμε βέλτιστη εξομάλυνση της καμπύλης συνολικής ζήτησης.



(Εικόνα 42) Valley Filling

Αυτό που γίνεται, είναι το πρόγραμμα να ψάχνει μετά από κάθε επανάληψη τις ελάχιστες τιμές της γραφικής παράστασης, προκειμένου να εναποθέσει το μετακινούμενο φορτίο σε αυτές, αποφεύγοντας έτσι τον κίνδυνο δημιουργίας "rebound peak". Στον αλγόριθμο μας για αυτό το σκοπό, ορίζουμε την μεταβλητή **VF**, η οποία δείχνει το *time slot* εκείνο, για το οποίο έχουμε ελάχιστο συνολικό φορτίο. Τέλος, δημιουργείται ο πίνακας **problem**, ο οποίος καταχωρεί τα *time slots* για τα οποία ικανοποιούταν η συνθήκη:

WholeDistrictDemand(t) > NetworkCapacity

όπου *NetworkCapacity* η δυνατότητα του μετασχηματιστή δικτύου, που για χάρη παραδείγματος στην εργασία μας, το θεωρήσαμε σταθερό, ίσο με 36KW/time slot, προκειμένου να παραβιάζεται.

(όπως είπαμε παραπάνω, η υλοποίηση γίνεται πάνω σε μία κλίμακα μόνο 10 καταναλωτών)

Εύκολα, παρατηρώντας την καμπύλη συνολικού φορτίου για την ενεργειακή κοινότητα, βλέπουμε ότι υπάρχει πρόβλημα στον ζυγό στα *time slots* [6,30].

Για εκείνες λοιπόν τις ώρες θα σηματοδοτηθεί πλειοδοτικός διαγωνισμός, και έτσι οι καταναλωτές θα στείλουν τις καμπύλες προσφοράς τους.

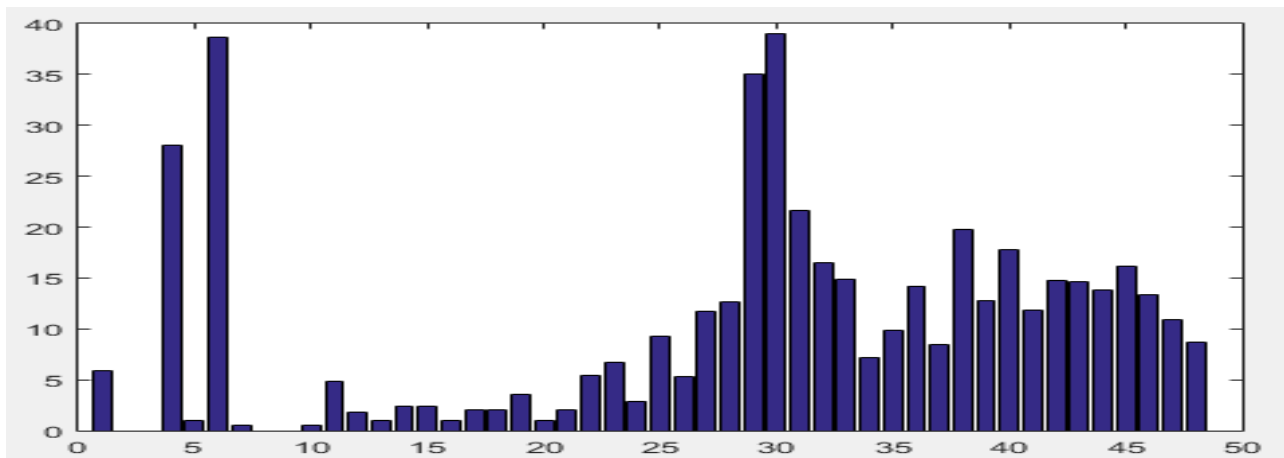
Αυτό που ακολουθεί, είναι ο διαχειριστής να επιλέγει με σειρά συμφέροντος τους χρήστες, κόβοντας από τον καθένα τέτοιο ποσοστό του υπερβαίνοντος φορτίου, μέχρις ότου να μην υπάρχει πια πρόβλημα *overload* στο ζυγό.

Ο αλγόριθμος της διαδικασίας είναι ο παρακάτω :

```
% Βέλτιστη επιλογή συμμετεχόντων

disp(['There are ', num2str(yes), ' clients to participate']);
Opt = find(best==(min(min(best))));
figure(3);
bar(ConDemand(:,Opt));
VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
ConDemand(problem,Opt) = ConDemand(problem, Opt) - (0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
ConDemand(VF,Opt) = ConDemand(VF,Opt) + size(problem)*(0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
WholeDistrictDemand(VF) = WholeDistrictDemand(VF) + size(problem)*(0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
disp('The new, smoother histogram of District Demand for the next 24 hours is');
figure(4);
bar(WholeDistrictDemand);
if WholeDistrictDemand(problem) > NetworkCapacity
    Opt1 = find(best(1:(Opt-1), (Opt+1):end)==(min(min(best(1:(Opt-1), (Opt+1):end)))));
    bar(ConDemand(:,Opt1));
    VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
    ConDemand(problem,Opt1) = ConDemand(problem, Opt1) - (0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
    ConDemand(VF,Opt1) = ConDemand(VF,Opt1) + size(problem)*(0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
    WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
    WholeDistrictDemand(VF) = WholeDistrictDemand(VF) + size(problem)*(0.25*(WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity));
end
end
```

Μετά την συμμετοχή του πρώτου καταναλωτή, έχουμε ήδη αποτέλεσμα στην εξομάλυνση της καμπύλης **WholeDistrictDemand**, την οποία βλέπουμε παρακάτω :



(Εικόνα 43) Καμπύλη συνολικής ζήτησης μετά την πρώτη εξομάλυνση

Στην συνέχεια το πρόγραμμα περνάει στον δεύτερο υποψήφιο για λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης. Ακολουθείται αντίστοιχη διαδικασία, μέχρι να είναι λανθασμένη η παραπάνω συνθήκη (**WholeDistrictDemand(t) > NetworkCapacity**).

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

```
if WholeDistrictDemand(problem) > NetworkCapacity
    best1 = best;
    best1(Opt) = [];
    Opt1 = find(best1==(min(min(best1))));
    figure(3);
    bar(ConDemand(:,Opt1));
    VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
    ConDemand(problem,Opt1) = ConDemand(problem, Opt1) - (0.25*dif);
    ConDemand(VF,Opt1) = ConDemand(VF,Opt1) + size(problem)*(0.25*dif);
    WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.25*dif);
    WholeDistrictDemand(VF) = WholeDistrictDemand(VF) + size(problem)*(0.25*dif);
    disp('The new, smoother histogram of District Demand, after the second competitor, for the next 24 hours is!');
    figure(5);
    bar(WholeDistrictDemand);
end
```

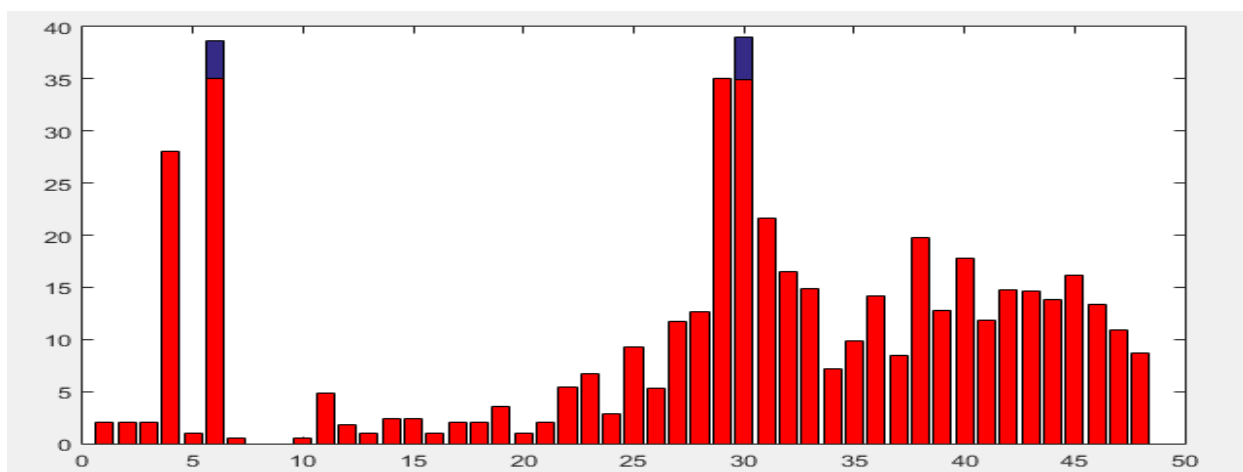
Στο τμήμα αυτό του αλγορίθμου, που είναι για τον δεύτερο επιλαχόντα για συμμετοχή, ο πίνακας **best1** είναι ο πίνακας best χωρίς την ύπαρξη του πρώτου, και θέσαμε :

$dif = WholeDistrictDemand(problem) - NetworkCapacity,$

προκειμένου να πρόκειται για σταθερό αριθμό, και όχι μεταβλητό, ανάλογο της νέας διαφοράς του μεγίστου από την επιθυμητή τιμή.

Μετά και τον δεύτερο συμμετέχοντα διαπιστώνουμε ότι ακόμα δεν έχουμε φτάσει στην επιθυμητή τιμή. Οπότε ο διαχειριστής θα ψάξει και για τρίτο. Θα ακολουθηθεί η διαδικασία όπως και παραπάνω.

Τελικά, μετά και την τρίτη επανάληψη, παίρνουμε το παρακάτω αποτέλεσμα: (με κόκκινο εμφανίζεται η καινούργια καμπύλη συνολικής ζήτησης, όπου μετακίνησε τα μέγιστα που εμφανίστηκαν στις θέσεις 6, 30, στις πρώτες ελάχιστες τιμές που βρήκε (1,2,3).



(Εικόνα 44) Τελική καμπύλη συνολικής ζήτησης

Βλέπουμε ότι έχουμε επιτύχει τον σκοπό μας, και δεν έχουμε την εμφάνιση υπερφόρτωσης στο ζυγό. Βεβαίως, κάποιος θα μπορούσε να ρυθμίσει έτσι την λειτουργία βελτιστοποίησης που η συνολική καμπύλη φορτίου της ενεργειακής κοινότητας να είναι ακόμα πιο εξομαλυμένη.

Αυτό θα γινόταν θέτοντας χαμηλότερο όριο στον *Network Capacity*, έτσι ώστε να χρειαστεί να μειωθεί και άλλο το συνολικό φορτίο στις ώρες προβλήματος, κάτι που θα ανάγκαζε περισσότερους καταναλωτές να συμμετέχουν στη διαδικασία, και κάτι που θα επέκτεινε ακόμα περισσότερο τη λειτουργία του *Valley Filling*, γεμίζοντας όσο τον δυνατόν περισσότερα ελάχιστα.

6.3. Μεταβολή στην τελική πληρωμή του καταναλωτή λόγω συμμετοχής σε λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης.

Ενδεικτικά θα δούμε το τελικό ποσό που πλήρωσαν οι καταναλωτές που τελικά συμμετείχαν στην λειτουργία Διαχείρισης Ζήτησης.

Κατά σειρά αυτοί ήταν (βάσει καμπυλών προσφοράς και δείκτη **LA_v** οι 4,5,3).

Από τον πίνακα **DPFD**, οι καταναλωτές αυτοί αρχικά ήταν να πληρώσουν, 93.8316 Cents, 128,9259 Cents και 71,1562 Cents αντίστοιχα. Όμως φορτίο μετακινήθηκε από τα *time slots* 6 και 30 και τοποθετήθηκε στο $t = 1$, $t = 2$ και $t = 3$ αντίστοιχα.

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας εκεί, είναι :

$$price = [3.5736, 4, 2.9248]$$

ενώ στα 6 και 30:

$$price_{problemslots} = [3.0515, 4.9901]$$

Και για τους 3 καταναλωτές ισχύουν:

$$3,5736 * 5,88 = 21,01 \text{ Cents}$$

$$(+) 2,2 * 3,0515 = 6,7133 \text{ Cents}$$

$$(-) 2,2 * 4,9901 = 10,97822 \text{ Cents}$$

(=) 16,745 Cents η οικονομική τους επιβάρυνση στο τέλος της ημέρας.

Η λειτουργία της Διαχείρισης ζήτησης, και η συμμετοχή των καταναλωτών σε αυτή, αναγκαστικά μετακινεί φορτίο από ώρες με ελάχιστη τιμή, σε ώρες που ναι μεν τον συνολικό φορτίο της ενεργειακής κοινότητας είναι ελάχιστο, αλλά δεν ισχύει το ίδιο και για την τιμή. Έτσι υπάρχει κάποια οικονομική επιβάρυνση για τον καταναλωτή λόγω συμμετοχής. Βλέπουμε ότι η επιβάρυνση δεν είναι τέτοια που θα αποτρέψει ένας χρήστη να ενταχθεί στο πρόγραμμα και να συμμετέχει, βάσει συμβολαίου, σε τουλάχιστον ένα γεγονός ανά 3 ημέρες.

Ακόμα, από το ποσό με το οποίο επιβαρύνθηκε ο καταναλωτής, θα πρέπει να αφαιρεθεί μία ποσότητα που αντιστοιχεί *στο γινόμενο του μετακινούμενου φορτίου, επί την τιμή που όρισε ο καταναλωτής* για αυτό, με την καμπύλη προσφοράς του.

6.4. Αλγόριθμος Υλοποίησης με τη χρήση *Matlab*

Πριν την αναλυτική παρουσίασή του να τονίσουμε ότι πλην των περιγραφικών σχολίων που σημειώνονται με πράσινο, οποιαδήποτε αρχικοποίηση ή διαδικασία έχει χρωματιστεί και αυτή με πράσινο, είναι για να κάνει τον αλγόριθμο να εκτελείται αυτόματα με τους πίνακες που δημιουργήθηκαν με το πέρας της παραπάνω διαδικασίας και έβγαλαν τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν παραπάνω. Ο αλγόριθμος μπορεί να λειτουργήσει ξανά χειροκίνητα αν απομακρυνθεί το σύμβολο (%) μπροστά από περιπτώσεις αρχικοποιήσεων μεταβλητών και διαφόρων πράξεων.

`% All clients per day`

```
WholeDistrictDemand = zeros(48,1);
Payment = zeros(7,1);
DailyBill = 0;
A = zeros(48,10);
A1 = zeros(48,10);
A2 = zeros(48,10);
A3 = zeros(48,10);
A4 = zeros(48,10);
A5 = zeros(48,10);
A6 = zeros(48,10);
A7 = zeros(48,10);
A8 = zeros(48,10);
A9 = zeros(48,10);
A10= zeros(48,10);
Power1 = zeros(48,10);
Power2 = zeros(48,10);
Power3 = zeros(48,10);
Power4 = zeros(48,10);
Power5 = zeros(48,10);
Power6 = zeros(48,10);
Power7 = zeros(48,10);
Power8 = zeros(48,10);
Power9 = zeros(48,10);
Power10= zeros(48,10);
ResidentialDemand = zeros(48,1);
```

`% d = 8;`

`% for d = 8:35`

`DPFD = zeros(7,10);`

`ConDemand = zeros(48,10);`

`% Fill in temporary matrix`

`h = 1;`

`a(1,d)= a(1,d-7);`

`for h = 2:24`

`a(h,d) = k1*a(h,d-1)+ k2*a(h,d-2)+ k7*a(h,d-7);`

`end`

`temporary = a([h-23:h],[d]);`

```
disp('The predicted electricity prices for next 24 hours are : ');  
disp(temporary);  
% end prediction
```

```
% Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τα 48 time slots
```

```
g = zeros(48,1);  
h = 1;  
for h = 1:24  
    g(2*h-1) = a(h,d)*0.8934;  
    g(2*h) = a(h,d);  
end  
% end
```

```
for client = 1:10  
    disp(['For client ',num2str(client), ' :']);  
    pause(0.5);  
    Participation = menu('Do you want to participate','Yes','No');  
    if Participation == 1  
        if client == 1  
            H = H1;  
            s = s1;  
            f = f1;  
        elseif client == 2  
            H = H2;  
            s = s2;  
            f = f2;  
        elseif client == 3  
            H = H3;  
            s = s3;  
            f = f3;  
        elseif client == 4  
            H = H4;  
            s = s4;  
            f = f4;  
        elseif client == 5  
            H = H5;  
            s = s5;  
            f = f5;  
        elseif client == 6  
            H = H6;  
            s = s6;  
            f = f6;  
        elseif client == 7  
            H = H7;  
            s = s7;  
            f = f7;  
        elseif client == 8  
            H = H8;  
            s = s8;  
            f = f8;
```

```
elseif client == 9
    H = H9;
    s = s9;
    f = f9;
elseif client == 10
    H = H10;
    s = s10;
    f = f10;
end
Power = zeros(48,10);
% s = zeros(10,1);
% f = zeros(10,1);
DailyBill = 0;

% Fill in matrix A for device
i = 1;
for i = 1:10
% start = input(['Give starting time slot for appliance ', num2str(i), ' :']);
% finish = input(['Give finish time slot for appliance ', num2str(i), ' :']);
% s(i) = start;
% f(i) = finish;
if s(i) == 0 && f(i) == 0
    A(:,i) = 0;
    Power(:,i) = 0;

    else
        for t = s(i):f(i)
            A(t,i) = 1;
            Power(t,i) = A(t,i)*KW(i);
        end
    end
end

% end of filling matrix A

% Πίνακας minimum χρόνου λειτουργίας συσκευών
% H = zeros(10,1);
% for i = 1:10
% H(i) = input(['Give appliance ', num2str(i), ' minimum accepted working time : ']);
% end
% end

if client == 1
    A1 = A;
    Power1 = Power;
elseif client == 2
    A2 = A;
    Power2 = Power;
elseif client == 3
    A3 = A;
```



```
Power3 = Power;
elseif client == 4
    A4 = A;
    Power4 = Power;
elseif client == 5
    A5 = A;
    Power5 = Power;
elseif client == 6
    A6 = A;
    Power6 = Power;
elseif client == 7
    A7 = A;
    Power7 = Power;
elseif client == 8
    A8 = A;
    Power8 = Power;
elseif client == 9
    A9 = A;
    Power9 = Power;
elseif client == 10
    A10 = A;
    Power10 = Power;
end

% Ορίσματα μεταβλητών
minpay = zeros(1,10);
minpayment = 0;
v = zeros(48,10);
r = zeros(48,10);
w = zeros(48,10);
% ResidentialDemand = zeros(48,1);
% τέλος ορίσματος μεταβλητών

i = 1;
for i = 1:10
    % For non-interruptible and deferrable devices
    % Washing Machine(1), Dishes(2), Dryer(3), Oven(4), PC(7),
    % Για παράδειγμα, Washing Machine is a non-interruptible, deferrable
    appliance
    % Άρα η συνάρτηση minimum πάνω στο πίνακα των τιμών, θα πρέπει να
    % βρεί τις Hi συνεχόμενες minimum τιμές
    if i == 1 || i == 2 || i == 3 || i == 4 || i == 7
        minpayment = 0;
        O = zeros(f(i)-H(i)+2-s(i),1);
        n = 1;
        for n = 1:(f(i)-H(i)+2-s(i))
            O(n) = sum(g(s(i)+n-1:s(i)+n+H(i)-2));
        end
        M = find(O==min(min(O)));
        X = zeros(H(i),1);
```

```
X(:,1) = g(M+s(i)-1:M+s(i)+H(i)-2);
counter = 0;
for counter = 1:48
    if counter < M+s(i)-1
        v(counter,i) = 0;
    elseif counter <= M+H(i)-2+s(i)
        v(counter,i) = Power(counter,i);
    else
        v(counter,i) = 0;
    end
end
if H(i) == 0
    minpayment = 0;
else
    for y = 1:H(i)
        minpayment = minpayment + (X(y,1)/2)*Power(M+y-1);
    end
    minpay(i) = minpayment;
end
end
% For non-interruptible and non-deferrable
% Lightning(6), Iron(9), Vacuum(10)
if i == 6 || i == 9 || i == 10
    minpayment = 0;
    H(i) = f(i)-s(i);
    counter3 = 0;
    for counter3 = 1:48
        if counter3 < s(i) || counter3 > f(i)
            w(counter3,i) = 0;
        else
            w(counter3,i) = Power(counter3,i);
        end
    end
end
if s(i) == 0 && f(i) == 0
    minpayment = 0;
else
    for u = s(i):f(i)
        minpayment = minpayment + (g(u)/2)*KW(i);
    end
    minpay(i) = minpayment;
end
end
% For interruptible and deferrable appliances
% Air Condition(5), Water Heater(8)
if i == 5 || i == 8
    minpayment = 0;
    [sortedValues , sortIndex] = sort(g(s(i):f(i)), 'ascend');
    minIndex = sortIndex(1:H(i));
    counter2 = 0;
    for counter2 = 1:48
```

```
        if counter2 ~= s(i)+minIndex
            r(counter2,i) = 0;
        else
            r(counter2,i) = Power(counter2,i);
        end
    end
    if H(i) == 0
        minpayment = 0;
    else
        for q = 1:H(i)
            minpayment = minpayment + (sortedValues(q)/2)*KW(i);
        end
        minpay(i) = minpayment;
    end
end
DailyBill = DailyBill + minpay(i);
end
disp(['The minimum possible payment for day ', num2str(d), ' for client ', num2str(client), ' is : ']);
disp(DailyBill);
t = 1;
for t = 1:48
    ResidentialDemand(t,1) = sum(v(t,:))+sum(r(t,:))+sum(w(t,:));
end
disp(['Here is the demand of the residence for day ', num2str(d), ' : ']);
pause(3.0);
bar(ResidentialDemand);
axis([0 50 0 8]);
Demand = ResidentialDemand;
else
    disp('Client will not participate in Demand Response action');
end
A(:,:) = 0;
disp(['End of day ', num2str(d), ' !']);
Payment(d-7) = DailyBill;
% District payment matrix
DPFD(d-7,client) = Payment(d-7);
% Συγκεντρωτικός πίνακας με την ημερήσια ζήτηση ανά κατοικία
ConDemand(:,client) = Demand;
WholeDistrictDemand = WholeDistrictDemand + ResidentialDemand;
end
disp(['The power demand of the whole energy district for day ', num2str(d), ' is : ']);
figure(10);
bar(WholeDistrictDemand);
axis([0 50 0 55]);
pause(0.5);

% Βέλτιστη επιλογή συμμετεχόντων

disp(['There are ', num2str(yes), ' clients to participate']);
```

```
Opt = find(best==(min(min(best))));
figure(3);
bar(ConDemand(:,Opt));
VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
dif = WholeDistrictDemand(problem)-NetworkCapacity;
ConDemand(problem,Opt) = ConDemand(problem,Opt) - (0.4*dif);
ConDemand(VF(1),Opt) = ConDemand(VF(1),Opt) + size(problem)*(0.4*dif);
WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.4*dif);
WholeDistrictDemand(VF(1)) = WholeDistrictDemand(VF(1)) + size(problem)*(0.4*dif);
disp('The new, smoother histogram of District Demand, after the first competitor, for the
next 24 hours is');
figure(4);
bar(WholeDistrictDemand);
if WholeDistrictDemand(problem) > NetworkCapacity
    best1 = best;
    best1(Opt) = [];
    Opt1 = find(best1==(min(min(best1))));
    figure(3);
    bar(ConDemand(:,Opt1));
    VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
    ConDemand(problem,Opt1) = ConDemand(problem, Opt1) - (0.4*dif);
    ConDemand(VF(1),Opt1) = ConDemand(VF(1),Opt1) + size(problem)*(0.4*dif);
    WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.4*dif);
    WholeDistrictDemand(VF(1)) = WholeDistrictDemand(VF(1)) +
size(problem)*(0.4*dif);
    disp('The new, smoother histogram of District Demand, after the second competitor,
for the next 24 hours is');
    figure(5);
    bar(WholeDistrictDemand);
end
if WholeDistrictDemand(problem) > NetworkCapacity
    best2 = best1;
    best2(Opt1) = [];
    Opt2 = find(best2==(min(min(best2))));
    figure(3);
    bar(ConDemand(:,Opt1));
    VF = find(WholeDistrictDemand==(min(min(WholeDistrictDemand))));
    ConDemand(problem,Opt2) = ConDemand(problem, Opt2) - (0.4*dif);
    ConDemand(VF(1),Opt2) = ConDemand(VF(1),Opt2) + size(problem)*(0.4*dif);
    WholeDistrictDemand(problem) = WholeDistrictDemand(problem) - (0.4*dif);
    WholeDistrictDemand(VF(1)) = WholeDistrictDemand(VF(1)) +
size(problem)*(0.4*dif);
    disp('The new, smoother histogram of District Demand, after the second competitor,
for the next 24 hours is');
    figure(5);
    bar(WholeDistrictDemand);
end
```

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.

Βιβλιογραφία

1. *Energy Management System for an Energy District with Demand Response Availability*, Giovanni Brusco, Alessandro Burgio, Daniele Menniti, Anna Pinnarelli, Nicola Sorrentino, IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL5, SEPTEMBER 2014
2. *Optimal Residential Load Control with Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments*, Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Alberto Leon-Garcia
3. *Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems and Smart Loads*, Peter Palensky, Dietmar Dietrich, IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS, VOL7, AUGUST 2011
4. *System Behaviour Modelling for Demand Response Provision in a Smart Grid*, Saraansh Dave, Mahesh Sooriyabandara, Mike Yearworth
5. *Demand Side Management in Smart Grid: A review and proposals for future direction*, Linas Gelazanskas, Kelum A.A. Gamage
6. *Optimal residential appliance scheduling under dynamic pricing scheme via HEMDAS*, Elham Shirazi, Shahram Jadid,
7. *Optimal Scheduling of household appliances for demand response*, Ditiro Setlhaolo, Xiaohua Xia, Jiangfeng Zhang
8. *Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation*, Ralph Mackiewicz, SISCO Inc
9. *Understanding and Simulating the IEC 61850 Standard*, Yingyi Liang, Roy H. Campbell, University of Illinois at Urbana-Champaign
10. *Automated Demand Response using Open ADR*, Siemens, Application Guide, Rev. 3, July 2011
11. *Real Time Price-Based Demand Response Management for Residential Appliances via Stochastic Optimization and Robust Optimization*, Zhi Chen, Lei Wu, Young Fu, member of IEEE
12. *IEC 61850 Standards 1-8.*
13. *IEC 61850 Part 7-420 DER Logical Nodes*, Final Draft International Standard
14. *Use of IEC 61850 for Low Voltage Microgrids Power Control*, A.D Nguyen, University of Twente

Διαχείριση Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα και Ενεργειακή Αποδοτικότητα σε περιβάλλον βραχυπρόθεσμης ηλεκτρικής τιμολόγησης.