Προς το Προεδρείο της Βουλής των Ελλήνων

ΑΝΑΦΟΡΑ

Για τον κ. Υπουργό
Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής

Ο βουλευτής Νικόλαος Τσούκαλης κατέθεσε αναφορά, υλικό τεκμηρίωσης σχετικά με το αίτημα των Μετεωρολόγων της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας για βελτίωση του αναπτυξιακού σχεδιασμού της χώρας.

Αθήνα 5-10-2011

Ο καταθέτων βουλευτής

Νικόλαος Τσούκαλης

ΓΑΒ 152
10 ΟΚΤ 2011

4697
16.5

13 MAI. 2011

ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑ

ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ

ΓΕΝΙΚΗ ΓΡΑΜΜΑΤΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ
ΓΕΝΙΚΗ Δ/ΝΣΗ ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΗΣ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ
Δ/ΝΣΗ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟΥ ΣΥΝΤΟΝΙΣΜΟΥ
ΚΑΙ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΕΥΤΙΚΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ

Ταχ. Δ/νση : Μεσογείων 119
Ταχ. Κώδικας : 101 92 ΑΘΗΝΑ
Πληροφορίες : Ε. Ντάφα
Τηλ. : 210- 6969561
Fax : 210- 6969563
E-mail :

Αθήνα, 13-5-2011
Αρ. Πρωτ.: Δ15/Γ/11335

ΠΡΟΣ: **τη Βουλή των Ελλήνων**
Δ/νση Κοινοβουλευτικού Ελέγχου
Τμήμα Αναφορών

Κοινοποίηση:

1. **Βουλευτή κ. Φώτη Κουβέλη**
2. **Βουλευτή κ. Νίκο Τσούκαλη**

ΘΕΜΑ: **Απάντηση στην *Αναφορά των βουλευτών κ.κ. Φ.Κουβέλη και Ν.Τσούκαλη***

Σχετ.: *Αναφορά με αριθ. πρωτ. 4697/1-4-2011*

Σε απάντηση της ανωτέρω αναφοράς που κατέθεσαν στη Βουλή των Ελλήνων οι βουλευτές κ.κ. Φώτης Κουβέλης και Νίκος Τσούκαλης, σας γνωρίζουμε ότι στο Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και της Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων αυτού (ΦΕΚ Β' 2464) προσδιορίζονται Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας και Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας. Για τον προσδιορισμό των περιοχών αυτών προφανώς έχουν ληφθεί υπόψη μετρήσεις αιολικού δυναμικού καθώς και το ήδη εκδηλωμένο επενδυτικό ενδιαφέρον. Με αυτό τον τρόπο δίνονται κατευθύνσεις για τον καλύτερο και ακριβέστερο γεωγραφικό προσδιορισμό των βέλτιστων περιοχών για εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων. Στόχος του Χωροταξικού είναι να γνωστοποιηθεί σε κάθε ενδιαφερόμενο μια γενική εικόνα και αίσθηση για τις περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας και Καταλληλότητας της χώρας (γι' αυτό δεν γίνεται και κάποια αναφορά συγκεκριμένα σε Αιολικό δυναμικό, ταχύτητες ανέμου ή άλλες μετρήσεις). Προφανώς ο κάθε ενδιαφερόμενος επενδυτής που έχει στόχο να αξιοποιήσει το δυναμικό των περιοχών αυτών, θα πρέπει να συντάξει την οικονομοτεχνική του μελέτη με βάση αναλυτικότερα στοιχεία μετρήσεων (που θα λαμβάνουν υπόψη και τις τοπικές ιδιαιτερότητες). Αντίστοιχα, το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής δεν προτρέπει τους υποψήφιους επενδυτές φωτοβολταϊκών ή ηλιοθερμικών εγκαταστάσεων, να κάνουν τις αναλύσεις τους βάσει χαρτών ετήσιας ηλιοφάνειας ή άλλου είδους μετρήσεις που χρησιμοποιούν οι Υπηρεσίες του Υπουργείου. Οι πληροφορίες και οι μετρήσεις που χρησιμοποιούνται από τις Υπηρεσίες του Υπουργείου λειτουργούν ως γενική πληροφορία και είναι ως ένα βαθμό ενδεικτικές. Το πώς αξιοποιείται κάθε τέτοια πληροφορία είναι ευθύνη του κάθε επενδυτή. Παρ' όλα αυτά το Υπουργείο είναι πάντα έτοιμο να συζητήσει και να αξιοποιήσει προτάσεις αξιοποίησης νέων κλιματολογικών μεθοδολογιών υπολογισμού του διαθέσιμου για εκμετάλλευση αιολικού και ηλιακού δυναμικού που έχουν πιο ακριβή αποτελέσματα, έτσι ώστε τα δεδομένα που χρησιμοποιεί και που παρέχει στους πολίτες να είναι τα κατά το δυνατόν καλύτερα, ακριβέστερα και πληρέστερα.

Ειδικά πάντως για το ζήτημα των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν για τη σύνταξη των Αιολικών χαρτών και που εμμέσως χρησιμοποιήθηκαν στο Ειδικό χωροταξικό, σας ενημερώνουμε πως ο αιολικός χάρτης της χώρας είναι ο αναλυτικότερος χάρτης που υπάρχει, τουλάχιστον στην Ευρώπη. Έχει βασιστεί σε πραγματικές μετρήσεις ανέμου που διενεργήθηκαν σε δύο φάσεις από το ΚΑΠΕ με διαπιστευμένη μεθοδολογία μέτρησης αιολικού δυναμικού και η κάθε φάση διήρκεσε τουλάχιστον ένα χρόνο. Στην πρώτη φάση χρησιμοποιήθηκαν 100 δεκάμετροι ιστοί σε όλη τη χώρα και στη δεύτερη, σε συνεργασία

με το Εθνικό Αστεροσκοπείο, επιπλέον 40 τριαντάμετροι (αλλά και κάποιοι πενηντάμετροι) ιστοί σε περιοχές που υπήρχαν αμφιβολίες από την πρώτη φάση. Στη συνέχεια, με υπολογιστικό μοντέλο που κάλυψε το σύνολο της χώρας με διακριτοποίηση 150 μέτρων (δηλαδή ένα υπολογιστικό σημείο ανά 150 μέτρα!) μετετράπη η πληροφορία από σημειακή σε χωρική. Βέβαια, πέρα των 140 θέσεων όπου η πληροφορία προκύπτει από μετρήσεις, στις υπόλοιπες περιοχές προστίθεται στο σφάλμα της εκτίμησης του αιολικού δυναμικού και το σφάλμα του υπολογιστικού μοντέλου, επομένως είναι πιθανό να υπάρχουν τοπικά κάποιες αποκλίσεις ειδικά σε περιοχές που χαρακτηρίζονται από το πολύ έντονο ανάγλυφό τους.
Σημειώνουμε, επίσης, ότι στη δεύτερη φάση επικαιροποίησης του αιολικού χάρτη χρησιμοποιήθηκαν και μετρήσεις της ΕΜΥ για την αναγωγή των ετήσιων μετρήσεων σε μακροχρόνιες. Κατόπιν τούτων, θεωρούμε ότι η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε από το ΚΑΠΕ, το οποίο διαθέτει σημαντικότατη εμπειρία στον τομέα και διεθνή φήμη, είναι αξιόπιστη και δεν έχουμε λόγους να την αμφισβητούμε.

Όσον αφορά στα θέματα που άπτονται της ενεργειακής απόδοσης κτιρίων, σας γνωρίζουμε ότι με την Κοινή Υπουργική Απόφαση Δ6/Β/5825/2010 «Έγκριση Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων» (ΦΕΚ Β΄ 407) καθορίστηκε μεθοδολογία για τον υπολογισμό της ενεργειακής απόδοσης κτιρίων, όπου συμπεριλαμβάνονται και οι κλιματικές ζώνες.

Στη συνέχεια εξειδικεύτηκαν με τις Τεχνικές Οδηγίες ΤΕΕ, που εκδόθηκαν για την υποστήριξη της εφαρμογής της παραπάνω ΚΥΑ.

Τα χρησιμοποιούμενα κλιματικά δεδομένα προκύπτουν από επικαιροποιημένα στοιχεία της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας, δυνάμει της από 11/3/2010 σύμβασής της με το Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας (Τ.Ε.Ε.) για τη χρήση Μετεωρολογικών Δεδομένων, Προϊόντων και Υπηρεσιών, καθώς και από την ελληνική και διεθνή βιβλιογραφία που παρατίθεται στο τέλος της ΤΟΤΕΕ 20701-3/2010 «Κλιματικά δεδομένα Ελληνικών περιοχών». Η εν λόγω ΤΟΤΕΕ εγκρίθηκε με την Απόφαση οικ.17178/2010 «Έγκριση και εφαρμογή των Τεχνικών Οδηγιών ΤΕΕ για την Ενεργειακή Απόδοση Κτιρίων» (ΦΕΚ Β΄ 1387).

Όσον αφορά στο ζήτημα των ηλιακών συστημάτων παραγωγής ενέργειας, θερμικών ηλιακών, όσο και φωτοβολταϊκών εγκατεστημένων σε κτίρια, διευκρινίζουμε ότι η συνεισφορά τους στην ενεργειακή απόδοση των κτιρίων υπολογίζεται βάσει της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας (και όχι της ηλιοφάνειας), λαμβάνοντας υπόψη συγκεκριμένα μετεωρολογικά και άλλα δεδομένα, όπως προσδιορίζονται στο Κεφάλαιο 4 της προαναφερόμενης ΤΟΤΕΕ.

Ο Υφυπουργός

Γιάννης Μανιάτης

ΑΚΡΙΒΕΣ ΑΝΤΙΓΡΑΦΟ

Γ. ΒΑΡΕΛΑΣ

Εσωτερική Διανομή:
- *Γραφ. κας Υπουργού*
  (αριθ. πρωτ. 4863/β/214-1/4/2011)
- *Γραφ κ. Υφυπουργού*
  (αριθ.πρωτ. 4572/1-4-2011)
- *Δ/νση Οργάνωσης-Τμήμα Γ΄*
- *Αυτ.Υπ.ΑΠΕ*
- *Ειδ.Γρ.Επιθ.Περιβάλλοντος&Ενέργειας*

ΠΡΟΣ:

Κο Γεώργιο Παπανδρέου, Πρόεδρο ΠΑ.ΣΟ.Κ,
Κο Αντώνη Σαμαρά, Πρόεδρο Ν.Δ.
Κα Αλέκα Παπαρήγα, Γενική Γραμματέα Κ.Κ.Ε
Κο Γιώργο Καρατζαφέρη, Πρόεδρο ΛΑ.Ο.Σ
Κο Αλέξη Τσίπρα, Πρόεδρο ΣΥ.ΡΙΖ.Α
Κα Ντόρα Μπακογιάννη, Πρόεδρο Δημοκρατικής Συμμαχίας
Κο Φώτη Κουβέλη, Πρόεδρο Δημοκρατικής Αριστεράς

Θέμα: Βελτίωση του αναπτυξιακού σχεδιασμού με βάση τα κλιματικά δεδομένα

Τα επενδυτικά σχέδια για τα αιολικά και τα ηλιακά συστήματα δεν συνυπολογίζουν τα υφιστάμενα επίσημα κλιματολογικά δεδομένα της χώρας. Επιπλέον δεν βασίζονται στις κλιματολογικές μεθοδολογίες υπολογισμού του διαθέσιμου για εκμετάλλευση αιολικού και ηλιακού δυναμικού που εφαρμόζονται διεθνώς σήμερα.

Το σύστημα που χρησιμοποιείται για τα αιολικά υπερεκτιμά το αιολικό δυναμικό σε μια από τις περιοχές προτεραιότητας (Στερεά Ελλάδα και Νότια Θεσσαλία) που χωροθέτησε το ΥΠΕΧΩΔΕ το 2008 και εφαρμόζει σήμερα το ΥΠΕΚΑ.

Το σύστημα που χρησιμοποιεί το ΥΠΕΚΑ για τα ηλιακά συστήματα δεν βασίζεται στα κλιματολογικά δεδομένα που αφορούν τη προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης αλλά στην ετήσια ηλιοφάνεια σε ώρες, παράμετρο που δεν προσεγγίζει τη διαθέσιμη για μετατροπή σε φωτοβολταική ενέργεια, αλλά το χρόνο εκμετάλλευσης της.

Οι κλιματικές ζώνες του άρθρου 6 του ΦΕΚ Β 407 9 Απριλίου 2010 με τίτλο «Έγκριση κανονισμού ενεργειακής απόδοσης κτιρίων» στερούνται επιστημονικής τεκμηρίωσης και έρχονται σε αντίθεση με όλη τη σχετική επιστημονική βιβλιογραφία και τα στοιχεία δεκαετιών της ΕΜΥ αλλά και των διεθνών μετεωρολογικών οργανισμών. Η υιοθέτηση όμως των εσφαλμένων αυτών κλιματικών ζωνών επηρεάζει τον ίδιο το πολίτη αφού χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση της ενεργειακής απόδοσης της κατοικίας του.

Προφανώς η Πράσινη Ανάπτυξη σχεδιάζεται χωρίς την επιστημονική βάση, τα δεδομένα και τις μεθοδολογίες της διεθνούς κλιματολογικής πρακτικής. Η πραγματικότητα αυτή θα οδηγήσει σε μειωμένη απόδοση αρκετών επενδύσεων, σε «πτωχή» αναπτυξιακή σχεδίαση και σε υψηλότερο κόστος για μερίδα των πολιτών.

Μετεωρολόγοι της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας

Πίνακας Υπογραφών κατά αλφαβητική σειρά

Κακούρος Άγγελος, τ. Διευθυντής ΕΜΥ, Αφροδίτης 107, ΤΚ 17562 Παλαιό Φάληρο

Κυριάκος Πέτρος, τ. Υποδιοικητής ΕΜΥ, Ανατολής 85, ΤΚ 15562 Χολαργός

Κωστόπουλος Βασίλης, τ. Τμηματάρχης ΕΜΥ, Κωνσταντινουπόλεως 36, ΤΚ 16232 Βύρωνας, email: vkostop@otenet.gr

Μπαρμπουνάκης Γεώργιος, τ. Διευθυντής ΕΜΥ, Κατσαρού 15, ΤΚ 12461 Αιγάλεω email: gbarbounakis@yahoo.gr

Σακελλαρίδης Γεώργιος, τ. Υποδιοικητής ΕΜΥ, Μαραθώνος 70 ΤΚ 16673 Βούλα email: gsak21@otenet.gr

Τεκμηρίωση Επιστολής Μετεωρολόγων

Μεθοδολογία υπολογισμού αιολικού δυναμικού

1. **Wind Power Today 2005** Department of Energy USA: Έκδοση του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ που αναφέρει (σελ.12) ότι από το 2004 το αιολικό δυναμικό της χώρας υπολογίζεται από το προγνωστικό σύστημα της Μετεωρολογικής Υπηρεσίας των ΗΠΑ (National Oceanic and Atmospheric Administration).

2. **Αιολικό δυναμικό Κύπρου** με τη μετεωρολογική μεθοδολογία (2007)

3. **Αιολικό δυναμικό Φινλανδίας** με τη μετεωρολογική μεθοδολογία (2009)

4. **Διαφημιστικό φυλλάδιο** ιδιωτικής Καναδικής εταιρείας που υπολογίζει το αιολικό δυναμικό με τη χρήση μετεωρολογικών αριθμητικών μοντέλων.

5. Άρθρο μετεωρολόγων της ΕΜΥ στο **περιοδικό «Ερευνώντας» της Γενικής Γραμματείας Έρευνας και Τεχνολογίας (Φεβ. 2005)** όπου παρουσιάζεται για πρώτη φορά το αιολικό δυναμικό της χώρας με βάση τα ημερήσια δεδομένα ανάλυσης του Ευρωπαϊκού Μοντέλου Αριθμητικής Πρόγνωσης. Η ερευνητική διαδικασία διήρκησε 2.5 έτη και χρησιμοποίησε δεδομένα 12 ετών. Η διάρκεια της χρονοσειράς των ημερήσιων δεδομένων, που συντηρεί το αρμόδιο για την Ευρώπη Διακρατικό Ερευνητικό Κέντρο, υπερβαίνει τα 30 έτη που είναι το βασικό χρονικό κριτήριο για την εξαγωγή κλιματολογικών στοιχείων του ανέμου.

6. Άρθρο μετεωρολόγων ΕΜΥ στο **συνέδριο του ΤΕΕ « Ενέργεια: Σημερινή εικόνα - Σχεδιασμός – Προοπτικές» (Μάρτιος 2010)**: Τίτλος άρθρου «Η μεθοδολογία υπολογισμού του ανέμου για τη δημιουργία βιώσιμων αιολικών πάρκων».

7. Απεικόνιση της **ασυμφωνίας** περιοχής προτεραιότητας αιολικού δυναμικού του ΥΠΕΚΑ με τους αιολικούς χάρτες της ΕΜΥ και της Δανίας για τη χώρα.

Μεθοδολογία υπολογισμού ηλιακού δυναμικού

8. Αρθρογραφία σχετικά με τη σύγχρονη μέθοδο χωροθέτησης ηλιακών πάρκων που ανέδειξε η NASA με βάση τα παγκόσμια κλιματικά δεδομένα της τελευταίας 25ετίας.

9. Περιγραφή της μεθοδολογίας (NASA)

Κλιματικές ζώνες και Ενεργειακή Απόδοση Κτιρίων

10. (Άρθρο 6 του ΦΕΚ Β 407, 9 Απριλίου 2010 με τίτλο «Έγκριση κανονισμού ενεργειακής απόδοσης κτιρίων»)

Η ελληνική επιστημονική βιβλιογραφία βασίζεται στα κλιματολογικά δεδομένα των μετεωρολογικών σταθμών της χώρας (83 σταθμοί του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών που εντάχθηκαν στην ΕΜΥ το 1931 και σταθμοί που εγκατέστησε στη συνέχεια η ΕΜΥ) και δεν συμφωνεί με τις κλιματικές ζώνες του προαναφερόμενου ΦΕΚ. Οι κλιματικές ζώνες δεν έχουν οριοθετηθεί πουθενά στο κόσμο με διοικητικά όρια νομών.

Το κλίμα της χώρας διαμορφώνεται από τις τροχιές και την ένταση των συστημάτων καιρού που παρατηρούνται στην Ανατολική Μεσόγειο-Βαλκάνια, από τη γεωμορφολογία της, από την εναλλαγή ξηράς και θάλασσας και χαρακτηρίζεται από ποικιλία κλιμάτων. Για παράδειγμα η κλιματική ζώνη του Ιονίου και της Δυτικής Ελλάδας διαμορφώνεται κυρίως από τα συστήματα χαμηλών πιέσεων που

γεννιούνται στο κόλπο της Γένοβας και οριοθετείται από τον κύριο ορεινό όγκο της χώρας που έχει νοτιοανατολική κατεύθυνση. Ένα άλλο παράδειγμα είναι η κλιματική ζώνη των ανατολικών περιοχών της χώρας από τη Πελοπόννησο έως και τη Θεσσαλία που διαμορφώνεται από το συνδυασμό των υψηλών πιέσεων της Βαλκανικής με τις χαμηλές πιέσεις της Ανατολικής Μεσογείου. Οι δύο αυτές διαφορετικές κλιματικές ζώνες στο προαναφερόμενο ΦΕΚ έχουν σε σημαντικό ποσοστό ενοποιηθεί μαζί με άλλες περιοχές που ανήκουν σε άλλες κλιματικές ζώνες (ΖΩΝΗ Β του Πίνακα Β2 της παραγράφου 1 του άρθρου 6 του ΦΕΚ). **Κάτι αντίστοιχο παρατηρείται σε όλες τις προτεινόμενες ζώνες του Πίνακα Β2 του ΦΕΚ που δεν μπορούν να αποκαλούνται «κλιματικές».**

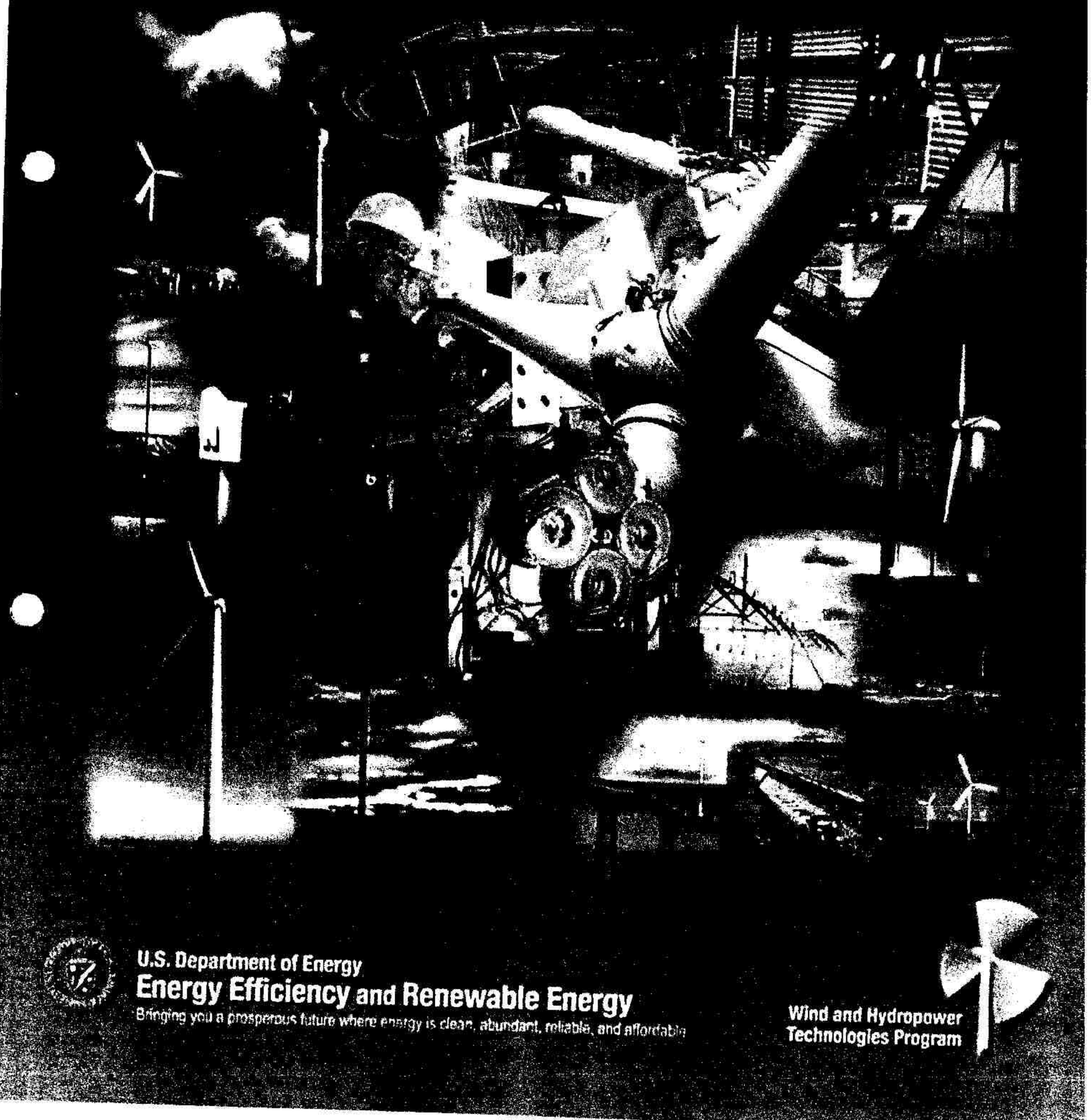
Οι εκτεταμένες ορεινές περιοχές εντάσσονται σε διακριτές κλιματικές ζώνες που προσδιορίζονται με βάση τα κλιματολογικά τους δεδομένα και όχι με αναγωγή σε επόμενη ή προηγούμενη κλιματική ζώνη βάσει του υψομέτρου όπως αναφέρει η παράγραφος 2 του άρθρου 6 του ΦΕΚ. Για παράδειγμα η Πάρνηθα και ο Υμηττός έχουν σχεδόν το ίδιο υψόμετρο και γεωγραφικό πλάτος αλλά διαφορετικά μικροκλίματα.

Το κριτήριο της «κλιματολογικής γειτνίασης» των κτιρίων με μετεωρολογικούς σταθμούς που συντηρούν χρονοσειρές μετρήσεων, προηγείται της «κλιματολογικής ζωνοποίησης» εφόσον αυτή δεν έχει επικαιροποιηθεί με όλα τα κλιματολογικά δεδομένα της χώρας. Οι μετεωρολογικοί σταθμοί εδάφους και οι τεχνολογίες παρατήρησης της γης, δύνανται να χρησιμοποιηθούν για τη δημιουργία κλιματικών ζωνών μόνο εάν ακολουθούν τη πιστοποίηση του Παγκόσμιου Μετεωρολογικού Οργανισμού και συμμετέχουν επιχειρησιακά με τα δεδομένα τους στο Παγκόσμιο Σύστημα Παρατήρησης όπως συμβαίνει με τους σταθμούς της ΕΜΥ και ένα μικρό αριθμό σταθμών του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών και άλλων ερευνητικών φορέων της χώρας. Η δημοσιοποίηση των κλιματικών ζωνών γίνεται υποχρεωτικά μαζί με τα αριθμητικά κλιματολογικά δεδομένα που τις καθορίζουν. Το Υπουργείο Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού της Κύπρου διαθέτει στο διαδίκτυο τα ωριαία κλιματολογικά δεδομένα της Μετεωρολογικής Υπηρεσίας Κύπρου που καθορίζουν τις 4 κλιματικές ζώνες της νήσου http://www.mcit.gov.cy/mcit/mcit.nsf/All/E074577C58AD9EFCC22575B60047BEA8?OpenDocument.

Η ταξινόμηση των κλιματικών ζωνών πρέπει να γίνει με βάση τη διεθνή επιστημονική μεθοδολογία και με ευθύνη της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας που είναι και ο αρμόδιος εθνικός φορέας και όχι με την άγνωστη, αλλά και λανθασμένη επιστημονικά, μεθοδολογία του ΦΕΚ Β 407 9 Απριλίου 2010 με τίτλο «Έγκριση κανονισμού ενεργειακής απόδοσης κτιρίων».

Wind Power Today

Federal Wind Program Highlights



U.S. Department of Energy

Energy Efficiency and Renewable Energy

Bringing you a prosperous future where energy is clean, abundant, reliable, and affordable

Wind and Hydropower Technologies Program

Wind and Hydropower Technologies Program — Harnessing America's abundant natural resources for clean power generation

2004 Wind Energy Research Highlights

U.S. wind energy capacity approaches 7000 MW in 2004 3

DOE negotiates cost-shared projects worth $60 million 7

Clipper prototype ready for field-testing 7

Southwest Windpower prototype installed at NREL for IEC certification 7

SNL completes fabrication of and begins testing glass/carbon hybrid blades 9

SNL collaborates with NREL and GE Energy for turbine field tests and atmospheric data collection 11

NREL works with NOAA to develop advanced forecasting techniques and products 12

Wind Powering America sponsors 3rd Annual All States Wind Summit 16

Wind Powering America team releases 6 new state wind resource maps 16

DOE hosts 2-day workshop to explore deepwater technologies 21

DOE joins global effort to expand wind energy applications 22

Contents

WIND POWER TODAY

Wind Industry Poised for Record Growth 2

Developing Innovative Cost-Reducing Technologies 3

Cultivating Market Growth 4

Ensuring Our Energy Future 4

FROM DESIGN TO DEPLOYMENT

Helping Industry Build a Viable Technology 6

Building Multimegawatt Prototypes 7

Developing Distributed Wind Prototypes 7

Reducing Component Costs 7

Providing Technical Support to Industry 11

WIND POWERING AMERICA

Cultivating Market Growth 14

State-Based Activities 15

Rural Economic Development 17

Utility Partnerships 18

Native American Wind Power 18

ENSURING OUR ENERGY FUTURE

Developing New Applications 20

Offshore Development 20

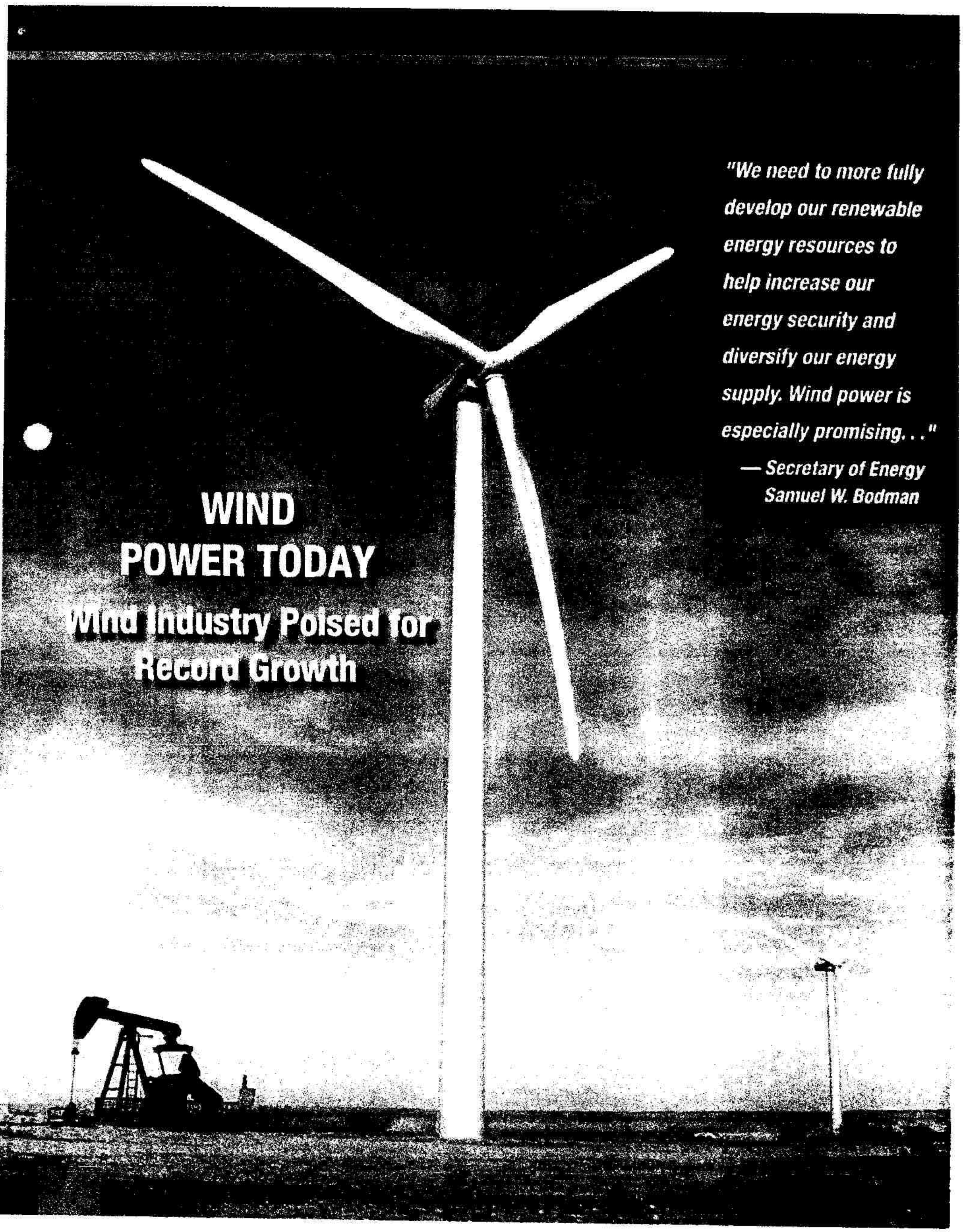
Developing Deep Water Technologies 20

Wind and Water 22

Exploring Wind/Desalination Concepts 22

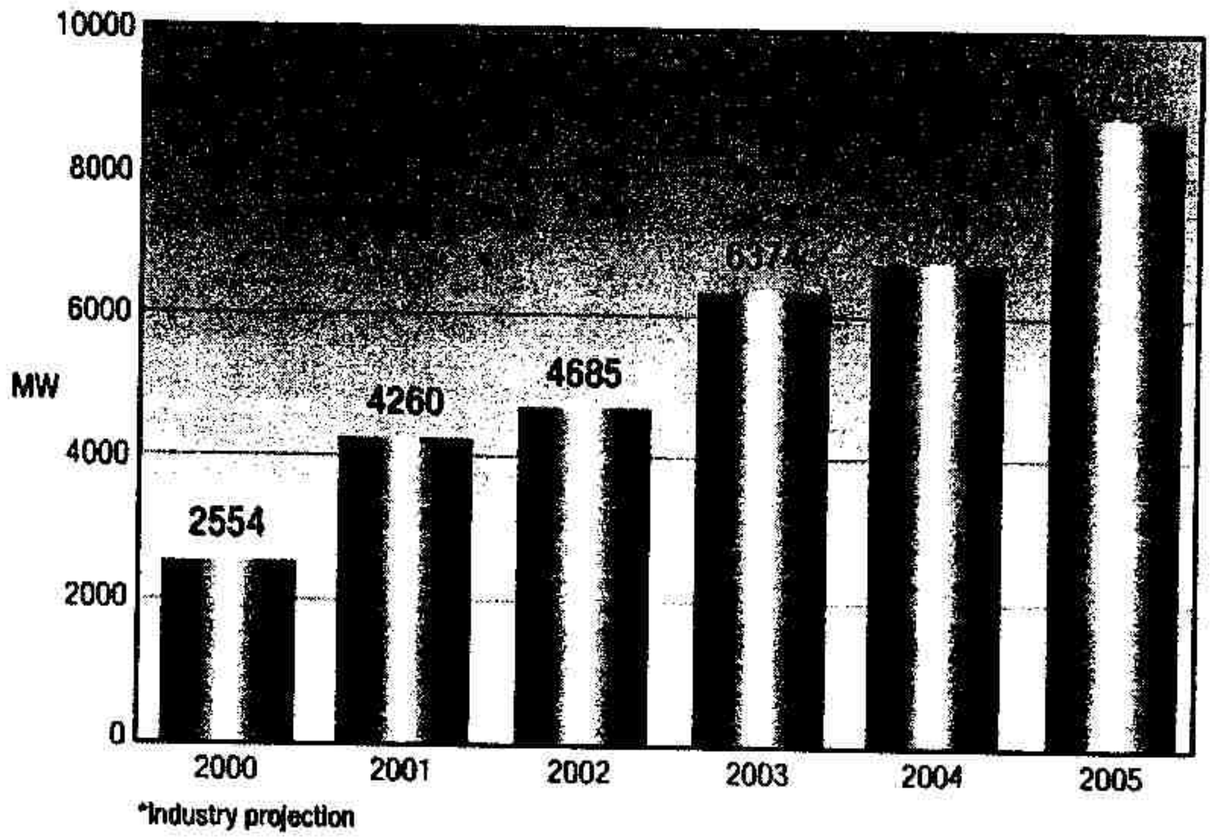
Wind and Hydropower to Stabilize Energy Supplies 23

2004 WIND PROGRAM PUBLICATIONS 24


"We need to more fully develop our renewable energy resources to help increase our energy security and diversify our energy supply. Wind power is especially promising. . ."
— Secretary of Energy Samuel W. Bodman
WIND POWER TODAY
Wind Industry Poised for Record Growth

From watts to megawatts, from concept to capacity, the U.S. Department of Energy (DOE) has worked with the U.S. wind energy industry for more than 30 years to turn yesterday's dream for a clean, renewable energy source into today's most viable renewable energy technology. In the past 10 years, the global wind energy capacity has increased tenfold — from 3.5 gigawatts (GW) in 1994 to almost 50 GW by the end of 2004. In the United States, the wind energy capacity tripled from 1600 megawatts (MW) in 1994 to more than 6700 MW by the end of 2004 — enough to serve more than 1.6 million households – and with the renewal of the Federal production tax credit* in October 2004, the U.S. wind energy industry is poised for record growth in 2005. Some wind industry experts predict that installations for 2005 will add more than 2000 MW of capacity.

The phenomenal growth of the wind industry during the past decade can be attributed to supporting government policies and the DOE Wind Program working with its industry partners to research and develop innovative cost-reducing technologies, cultivate market growth, and identify new wind energy applications.

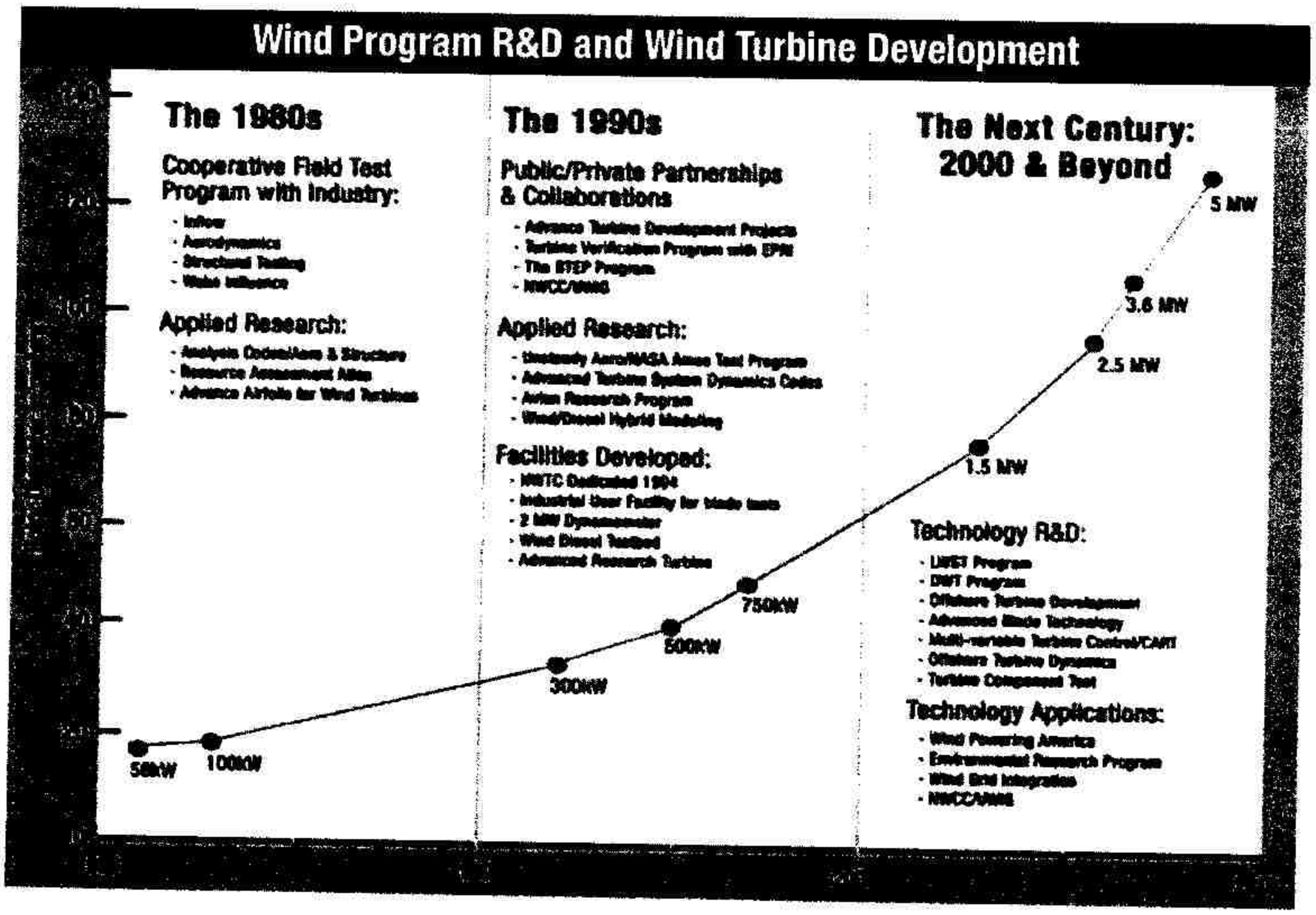


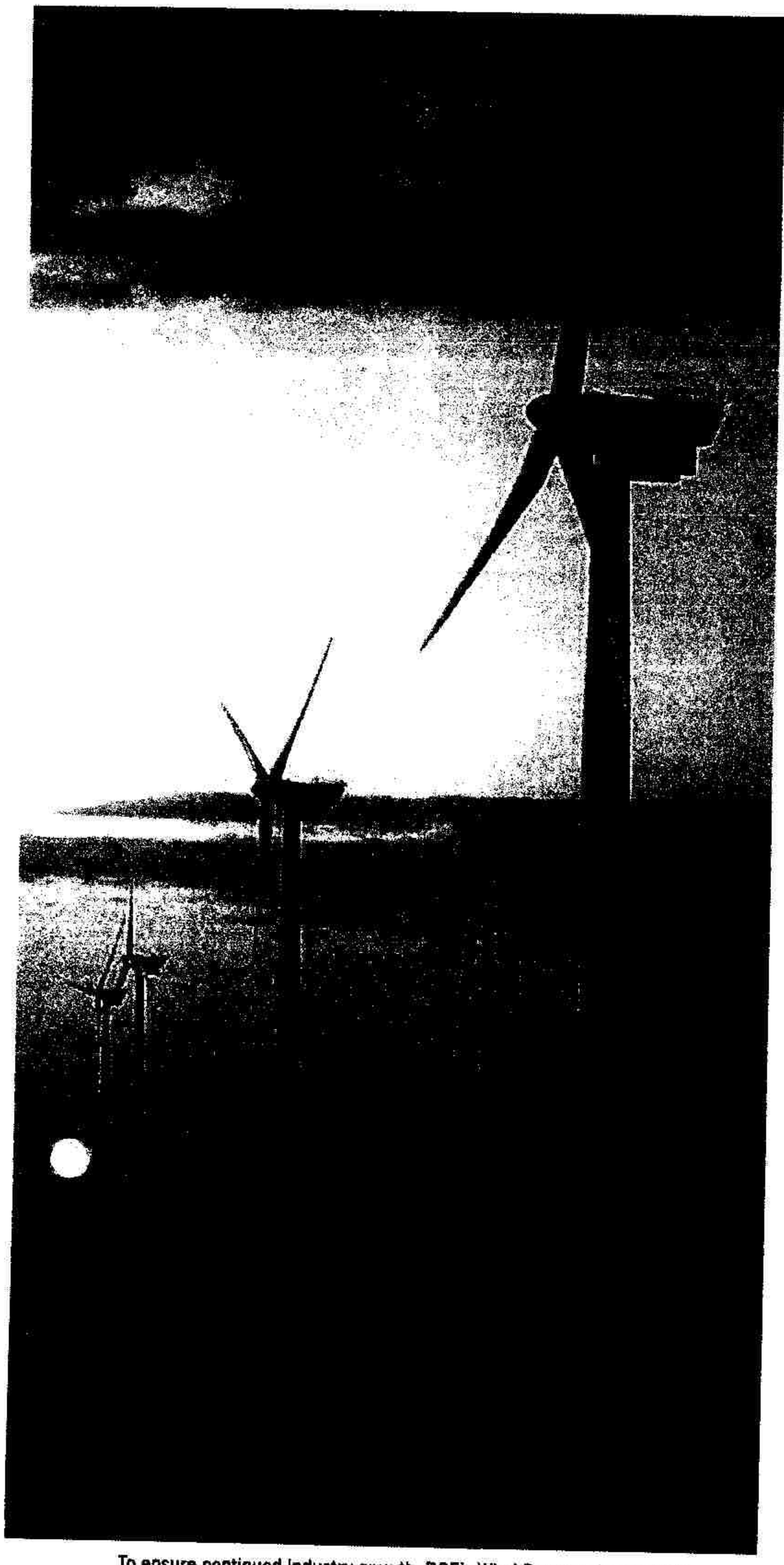
U.S. wind energy capacity 2000–2005.

Developing Innovative Cost-Reducing Technologies

Work conducted under the DOE Wind Energy Program's Next Generation Wind Turbine (1994 – 2003) and WindPACT (1999 – 2004) projects resulted in

* The federal production tax credit (PTC) provides an inflation-adjusted 1.9 cents per kilowatt-hour tax credit for eligible technologies for the first 10 years of production.





To ensure continued industry growth, DOE's Wind Program is conducting research in new applications such as offshore developments like the Arklow Bank Offshore Wind Park. Located about 10 kilometers off the coast of Arklow, Ireland, the park consists of seven GE Energy 3.6-MW wind turbines.

innovative designs, larger turbines, and increased efficiencies that have led to dramatic reductions in cost — from $0.80 (current dollars) per kilowatt-hour (kWh) to about $0.04/kWh for utility-scale turbines.

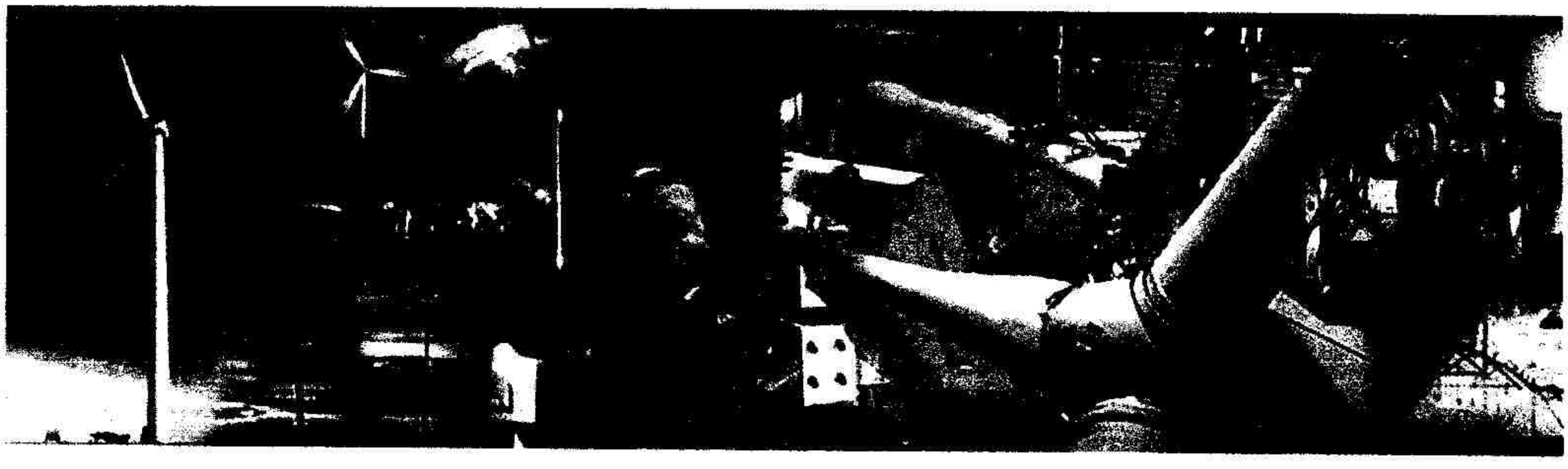
Although this drop in cost has been impressive, electricity produced by wind energy is not yet fully competitive with that produced by fossil fuels. Researchers believe that further improvements to the technology will reduce the cost of electricity from wind an additional 30%. The Program's goal is to reduce the cost of electricity produced by land-based utility-scale turbines located in Class 4 wind resource areas (areas with 5.8 m/s wind speed at a10-m height) to $0.03/kWh and the cost of electricity produced by offshore systems to $0.05/kWh by 2012. The Program also focuses on improving small, distributed wind technologies in low wind speed areas. The goal of its distributed wind effort is to reduce the cost of electricity from small wind systems to $0.10 – $0.15/kWh in Class 3 wind resource areas (5.3 m/s at a 10-m height) by 2007.

Cultivating Market Growth

To cultivate market growth through increasing technology acceptance, DOE's Wind Powering America (WPA) team works with industry partners to provide state support, develop utility partnerships, conduct tribal outreach, and develop innovative market mechanisms to support the use of large- and small-scale wind systems. The goal of WPA is to increase the use of wind energy in the United States so that at least 30 states have 100 MW of wind capacity by 2010.

Ensuring Our Energy Future

Decades of work conducted through public private partnerships have moved wind energy from yesterday's dream to today's reality. To ensure continued industry growth in 2005 and beyond, the Wind Program is exploring innovative applications that will open new markets. These applications include offshore deepwater development, the use of wind energy to clean and move water, and developing new technologies that will enable wind to work in synergy with other renewable energy technologies like hydropower and hydrogen. ♦



Wind Energy Multiyear Program Plan

Vision of Wind Future

Wind energy will become a major source of energy for the nation, which has only begun to tap its vast wind resources. The wind community has set a target of 100 gigawatts (GW) of wind electric capacity installed in the United States by 2020. At that level of use, wind will displace about 3 quadrillion Btus (British thermal units) of primary energy per year and 65 million metric tons of carbon equivalent per year. Extensive deployment of smaller wind systems in distributed settings is also part of industry's target. The DOE Wind Program embraces that vision of the future potential for wind.

As the Wind Program looks to the future, there appear to be three development paths that utility-scale wind technology may follow. Each of the three paths will have its own set of technology challenges and will encounter its own unique non-technology barriers. All three of these paths emanate from current technology, which is oriented toward producing bulk power from land-based wind farms.

Land-Based Electricity Path

As the Program looks to the future, it envisions that the size of land-based systems will continue to increase to the 2 MW – 5 MW range. This path is an important focus of the current DOE program and is expected to result in very cost-competitive turbine technology by 2012. The Program's efforts will also open up vast resources to wind development and will bring wind-generated electricity closer to major load centers. Turbine technology development efforts, such as are described in the Multi-Year Plan, will help the technology to become more cost-competitive. Ultimately, the primary barriers to the use of this technology will be those presented by system integration issues, including the capability and availability of the U.S. transmission system.

Offshore Electricity Path

The second evolution pathway envisioned is a migration of current technology to offshore sites. At first, this will be into relatively shallow waters, and then later into deeper waters. These turbines are expected to be significantly larger — in the 5 MW and greater range. The Program has a goal of 5 cents/kWh for Class 4 shallow water sites by 2012, and is currently evaluating an appropriate goal for deepwater technology. As the technology progresses along this pathway, in addition to cost, regulatory (siting) barriers are likely to be the most significant obstacles to offshore development.

Emerging Applications Path

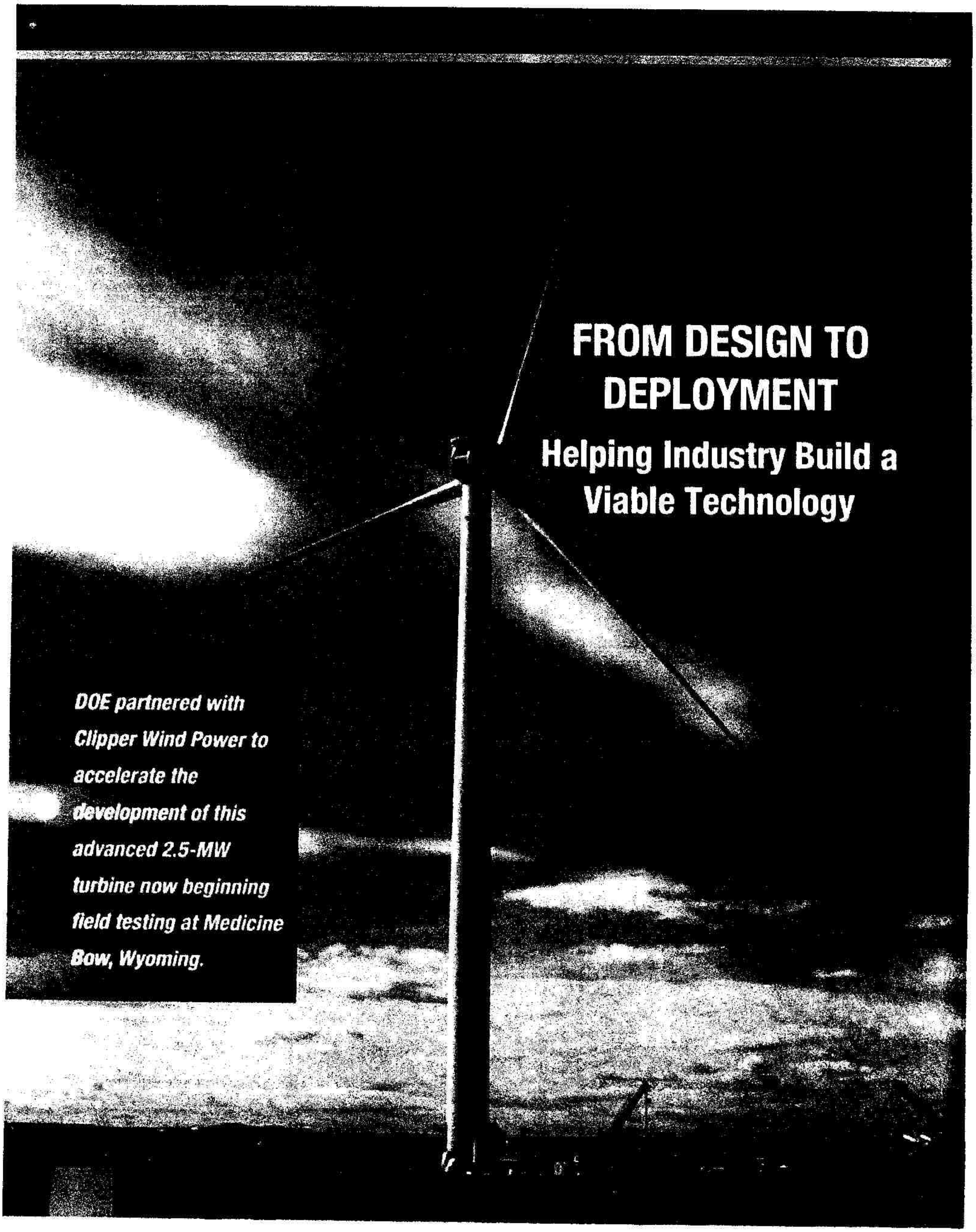
The third evolution pathway leads toward the design of turbine systems tailored for emerging applications like hydrogen production or for the production and delivery of clean water. The production of hydrogen would open up an opportunity for wind to provide low-cost, clean energy for the transportation sector. Both of these applications present significant new challenges to the wind community, and cost and infrastructure barriers are expected to be significant. The Program's vision is that this evolution pathway will begin to have an impact on the marketplace in the post-2020 timeframe.

To read more about the U.S. Department of Energy Wind Program Multiyear Program Plan For 2005 – 2010, visit www.eere.energy.gov/windandhydro/.



FROM DESIGN TO DEPLOYMENT

Helping Industry Build a Viable Technology



DOE partnered with Clipper Wind Power to accelerate the development of this advanced 2.5-MW turbine now beginning field testing at Medicine Bow, Wyoming.

Building Multimegawatt Prototypes

To achieve its goals, the Wind Program launched a Low Wind Speed Technologies (LWST) Project in 2001. A request for proposals (RFP) provided bidders an opportunity to participate in one of three technical areas: 1) concept and scaling studies, 2) component development, and 3) full-scale prototype turbine development. In 2002, the first contracts were awarded, and researchers at DOE's National Renewable Energy Laboratory (NREL) and Sandia National Laboratories (SNL) began working with industry partners to identify LWST projects that would address technology improvement opportunities (TIOs) to further increase efficiency and reduce costs. In July 2003, DOE released another RFP to start the second phase of the LWST effort. At the Global WindPower Conference in 2004, DOE announced that negotiations would begin for 21 public-private partnerships to greatly expand potential U.S. wind development through advances in cost-effective low wind speed technology. The value of the cost-shared projects is expected to total $60 million over the next 4 years, and the selected companies plan to share up to 50% of the overall project costs.

Several companies selected for LWST partnerships will develop prototypes for both utility-scale and small, distributed wind applications. Two companies are developing utility-scale prototypes: GE Wind Energy and Clipper Windpower.

In 2004, Clipper Windpower completed the fabrication of most of the components for its 2.5-MW Liberty prototype turbine. The prototype incorporates a distributed drivetrain, advanced blades with truncated root section airfoils, and advanced controls. NREL completed dynamometer testing on the new drivetrain in January 2005, and the company began construction on a site for its new turbine in Wyoming. Clipper plans to begin field tests on the prototype in 2005, including a full suite of certification tests. After the successful completion of the tests, Clipper will begin manufacturing their new multimegawatt machines.

GE Wind Energy and its predecessor companies have worked with DOE to develop more efficient turbines since 1994. Since then, the company has sold thousands of turbines that are products of R&D partnerships with DOE. GE Wind is now working with the program to complete a design conceptualization for a 2- to 5-MW prototype turbine that includes advanced controls and diagnostic systems, an innovative drivetrain, blades that incorporate advanced materials and load alleviation, and a taller tower.

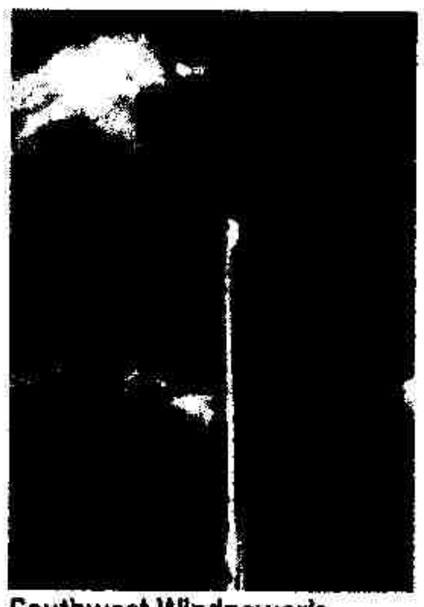
A third multimegawatt system development subcontract from the LWST second phase solicitation is under negotiation.

Developing Distributed Wind Prototypes

DOE also works with several companies to develop more efficient distributed wind prototypes. Bergey Windpower has developed a 50-kW turbine, Northern Power Systems is working on a 100-kW turbine, Southwest Windpower completed a 1.8-kW prototype, and Abundant Renewable Energy and Wetzel Engineering are both working on preliminary designs.

Northern Power Systems began redesigning its 100-kW cold weather turbine for agricultural applications. The company's design goal is to reduce the cost of energy (COE) from $0.12/kWh to $0.08/kWh at low wind sites by increasing energy capture, reducing initial costs, increasing reliability, and lowering maintenance costs. The design will incorporate a larger 20-m rotor; a direct-drive, variable-speed drivetrain; and its controller and power converter will be located in its nacelle.

Southwest Windpower completed the fabrication of its 1.8-kW Storm prototype turbine. The goals for this project included reducing the COE to $0.10/kWh at 5.4 m/s and reducing the installation cost to $3,500. Initial findings indicate that the project will meet or exceed its goals. The prototype was installed at NREL in December 2004 and will be tested to IEC standards for acoustics, power, duration, and safety in 2005.



Southwest Windpower's 1.8-kW prototype turbine.

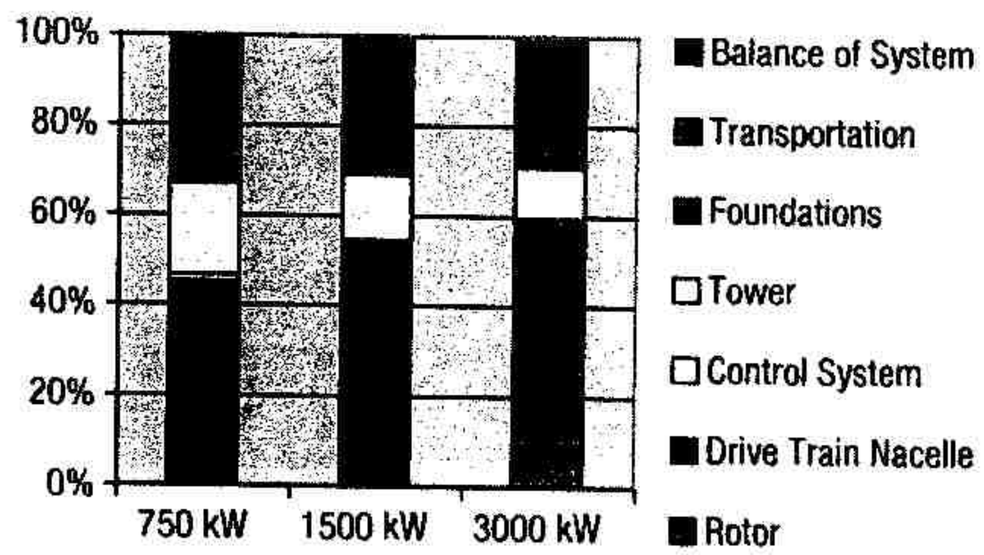
Abundant Renewable Energy and Wetzel Engineering are both working on preliminary design concepts for small wind turbine systems. Abundant's goal is to develop a design for a 10-kW turbine that will produce electricity for $0.11/kWh at a site with moderate wind resources. The company completed its conceptual design in June 2004 and hopes to have its preliminary design ready for review by summer 2005. Wetzel Engineering's project goal is to design a 6-kW turbine that can produce electricity for $0.08/kWh at a Class 3 wind site.

Reducing Component Costs

To support prototype development DOE is also working with its partners to develop more efficient, advanced components for both utility-scale and distributed wind systems. These include new lighter



Clipper's new 2.5-MW turbine features an innovative distributed drivetrain.



Blade and rotor comprise up to 25% of a wind turbine's total cost.

weight, high-efficiency drivetrains, power converters, and rotors.

Drivetrains

Three of the companies working in partnership with the Wind Program are developing new lower cost utility-scale drivetrains that will undergo testing at NREL's dynamometer test facility. NREL's 2.5-MW dynamometer conducts specialized tests such as gear tooth contact pattern tests, system endurance/fatigue tests, component efficiency tests, generator/power system characterization, advanced lubrication and wear studies, load mitigation testing, wind turbine control simulations, and transient operation. Dynamometer testing services are provided at the request of industry partners and are an integral part of the Program's LWST development activities.

NREL tested two drivetrains for Clipper WindPower in 2004: a 1.5-MW, eight-generator, variable-speed drivetrain and the 2.5-MW distributed-drive, four-generator drivetrain for the Liberty prototype. Clipper's goal is to produce a drivetrain that is 30% lighter and more efficient than conventional drivetrains.

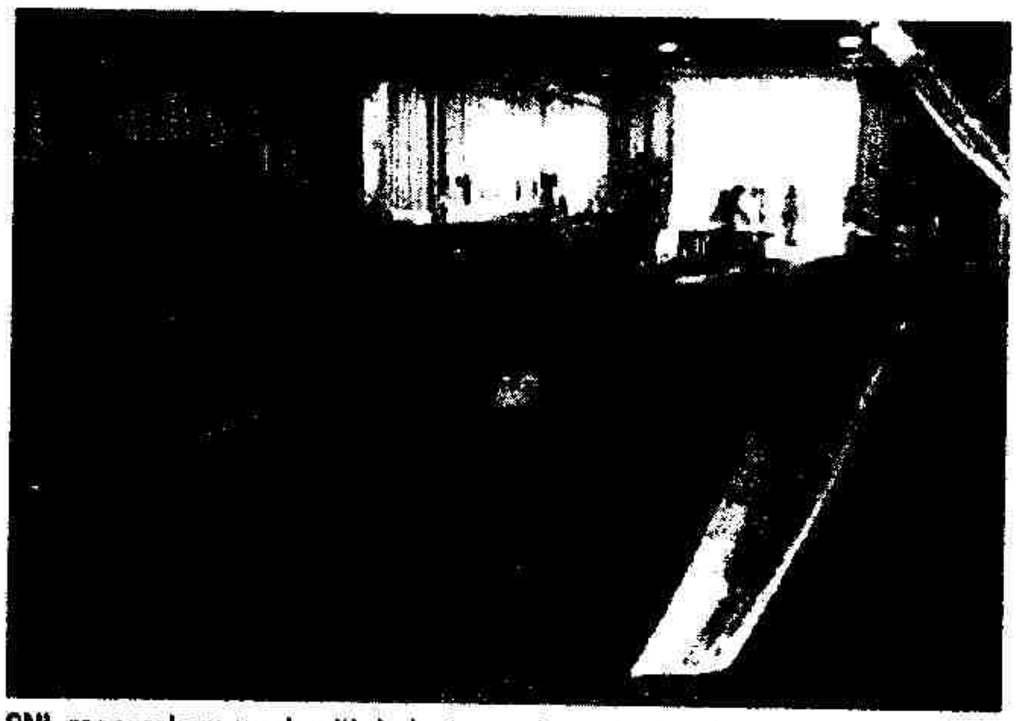
Northern Power Systems constructed a drivetrain to be tested at NREL in 2005. The company completed the design and fabrication of a new 1.5-MW direct-drive permanent-magnet generator with a novel power converter to allow variable-speed operation. Northern Power's goal is to reduce the COE by 2%.

Global Energy Concepts (GEC) also completed a 1.5-MW, single-stage drive, permanent-magnet drivetrain that is scheduled for testing at NREL. The goal of GEC's project is to reduce the COE by 12.8%. GEC completed the design and fabrication of its drivetrain in 2004.

New Generation Motors is conducting a conceptual design study that explores a unique axial flux generator configuration. This design takes advantage of a new variable air gap technology that holds potential for further reducing generator mass while improving overall generator efficiency.

Another key area in drivetrain design is power conversion through advanced power electronic components. Under phase one of the LWST Project, Northern Power Systems is developing a multimegawatt advanced power converter configuration. This design is optimized for operation with a direct-drive permanent-magnet generator. When completed, the NWTC will test the converter on its dynamometer along with the direct-drive generator developed under WindPACT.

Two additional design studies underway explore alternative approaches to power conversion. One study, conducted by Peregrine Power Technologies, explores the future potential of replacing silicon with silicon carbide in electric switches. Silicon carbide holds promise for handling higher voltages and currents and surviving in higher temperature environments. This could reduce power converter size and improve performance. The second study, performed by Behnke, Erdman, and Whitaker Engineering, explores the use of medium voltage components. Use of voltages higher than the 575- and 690-volt designs currently in use,



SNL researchers work with industry partners to develop the advanced materials and manufacturing processes required by longer blades.

may reduce the overall cost of converter systems as machines grow larger than 1.5 MWs.

Rotors

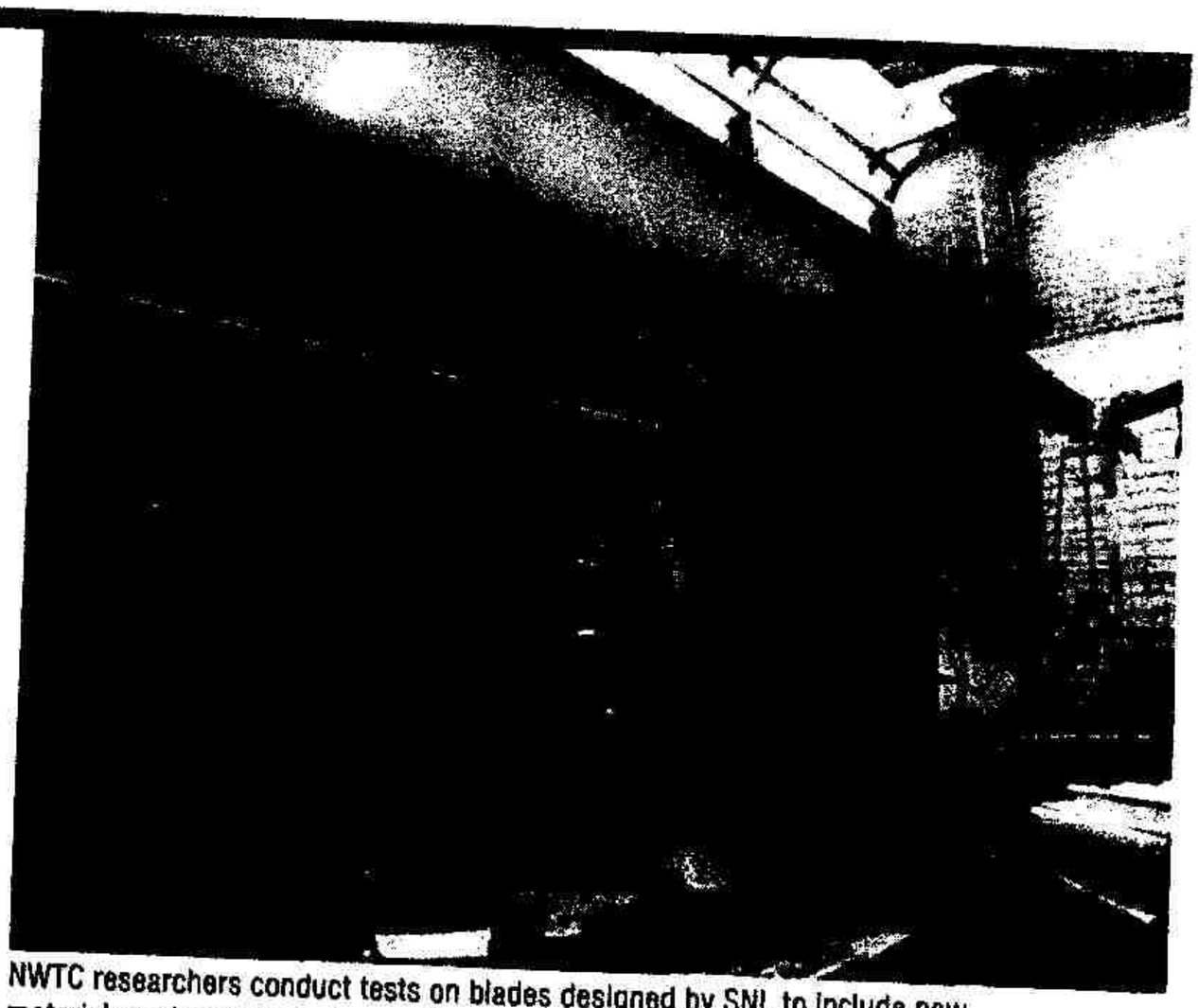
Because blades and rotor comprise up to 25% of a wind turbine's total capital cost, and the rotor captures 100% of the energy, researchers believe technology improvements in these areas can provide as much as 50% of the cost reduction needed to meet the Wind Program's goal. Researchers at SNL and NREL work with universities and manufacturers to design and fabricate blades that incorporate advanced lighter-weight materials, innovative manufacturing processes, and aeroelastic designs to reduce costs and increase the amount of energy captured by the turbine.

Some of the new materials being developed by SNL researchers include carbon fiber and carbon/glass hybrid composites. Although carbon fibers are more expensive than traditional fiberglass materials, they are much stronger and weigh less than traditional materials.

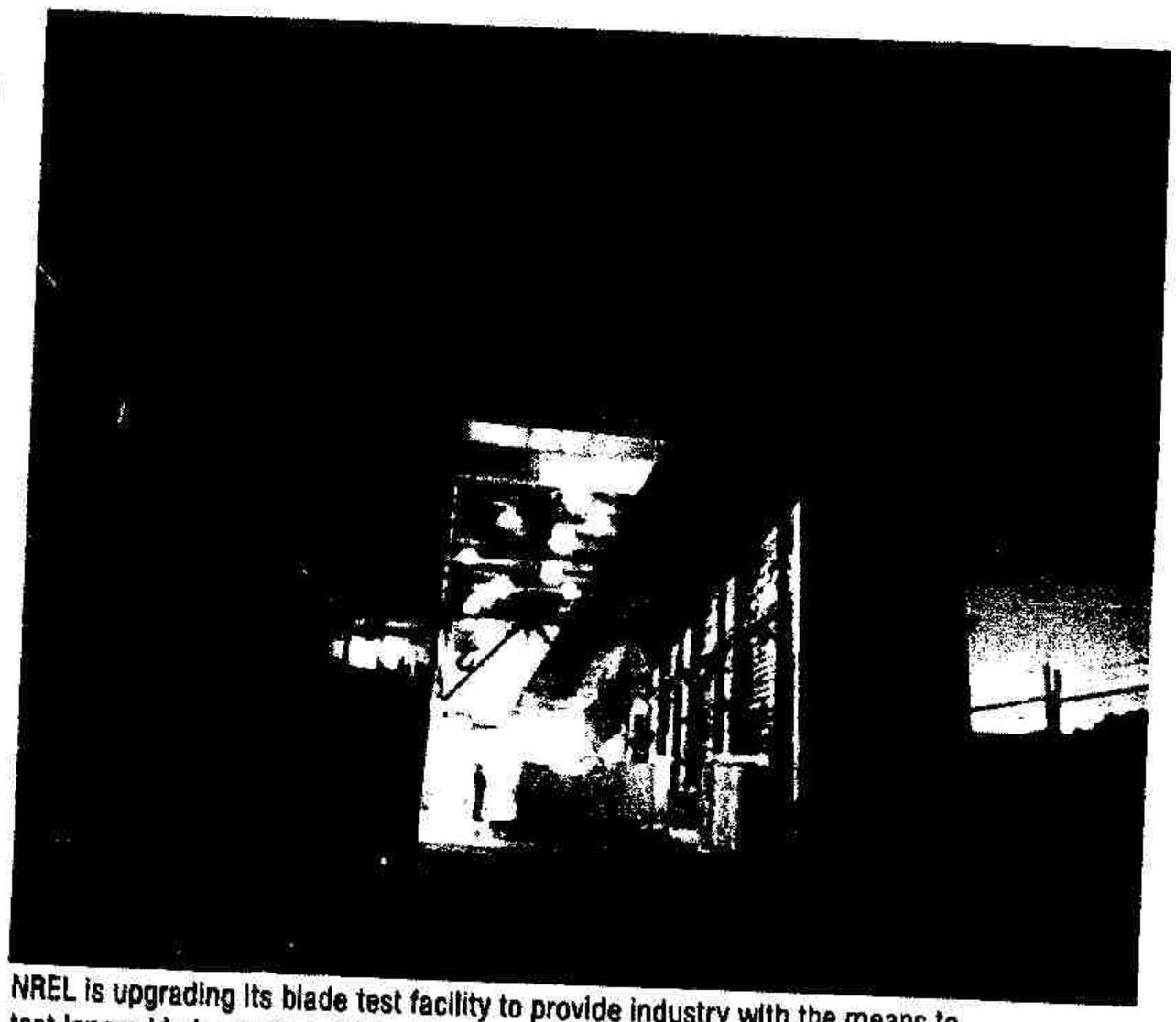
In 2004, SNL worked with TPI Composites to design and fabricate a glass/carbon hybrid blade that is a scale model of those currently used on utility-scale machines. By using scale models, researchers reduce the cost of evaluating design concepts. The goal of the project is to produce a lighter-weight, more efficient blade that demonstrates new manufacturing processes. The SNL/TPI team fabricated seven of the hybrid prototypes. Two of the prototypes were sent to NREL's NWTC for static and fatigue testing in 2005, two went to SNL for testing and inspection, and three will be field tested at the USDA/Agricultural Research Service site near Bushland, Texas. Another set of seven blades was designed and manufactured to incorporate an innovative passive load control technology called bend-twist coupling. These blades will be used to evaluate design strategies for mitigating turbulence-driven loads that would otherwise increase as the rotor is stretched to capture more energy.

While SNL works with industry to develop the advanced materials and manufacturing processes required by the longer blades, NREL is working to find better ways to test them. In 2004, NREL's NWTC tested the longest blade in the facility's history for TPI Composites. The 45-m blade was 4 meters longer than the facility was designed to handle. To test the longer blades, NREL is building a 50-m blade test stand that will be completed in 2005.

Other rotor studies conducted under the LWST Project are looking at advanced aero controls techniques. One study, completed in 2004 by Advanced Energy Systems, explored the use of independent blade pitch control. The controller in this study reduced model loads sufficiently to allow a 10% rotor extension and reduced the projected COE 6.3%. A study still underway by Global Energy Concepts is looking at two advanced rotor control methods; devices or methods that can be used to actively alter the local aerodynamic properties of the rotor blade and an actively controlled variable-diameter rotor.



NWTC researchers conduct tests on blades designed by SNL to include new materials and manufacturing methods.



NREL is upgrading its blade test facility to provide industry with the means to test longer blades such as TPI's 45-m blade tested at the NWTC in 2004.

NREL's Small Wind Research Turbine

Helping Industry Produce More Efficient Turbine Designs

To produce more efficient designs, it is important for designers to understand small wind turbine behaviors and how they affect overall performance. Furling is a behavior that designers have found difficult to analyze. Many small turbines use furling to protect the systems from overspeed conditions that can cause damage during excessive winds. On a furling turbine, the rotor either tilts and/or yaws out of the wind.

As designers work to increase the performance with new designs, they use design codes to simulate the turbine performance. In the past, the only design code that was capable of modeling furling turbines was ADAMS, but because ADAMS is very expensive and difficult to use, it was not considered an option by most small wind turbine designers.

To support small turbine design, in 2004, NREL released an upgraded version of its FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure, and Turbulence) design code for horizontal axis wind turbines that incorporates furling.

'though the upgraded design code has made it possible to simulate rurling behaviors, researchers still lacked the data to validate the models.

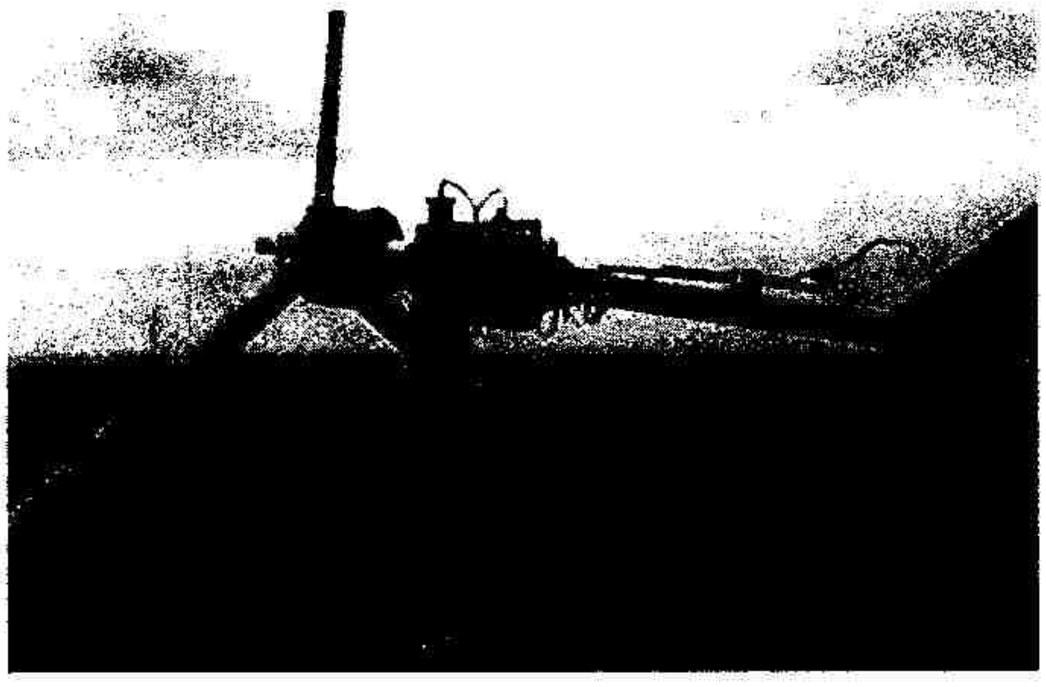
In 2003, NREL initiated a Small Wind Research Turbine (SWRT) study to collect the data needed to validate the models for furling wind turbines. For this study, NREL outfitted a 10-kW turbine with instruments to provide accurate thrust measurements — crucial for developing models for furling — and to measure other parameters, such as blade and shaft loads and wind speeds upwind and in the tail wake.

Windward Engineering used NREL's upgraded version of FAST to model the SWRT and compare the model to the test data collected in 2004. The results indicated that although there are some shortcomings in the understanding of wind turbine aerodynamics, the furling dynamics were implemented correctly in the FAST model and that furling could be predicted with reasonable accuracy for the SWRT.

To read more about the SWRT test results, see:

Analysis and Comparison of Test Results from the Small Wind Research Turbine Test Project, NREL/ CP-500-36891, http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36891.pdf

Development and Validation of an Aeroelastic Model of a Small Furling Wind Turbine NREL/CP-500-36776. 2005 Wind Energy Symposium Technical Papers Presented at the the 43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Expedition, January 10 – 13, 2005, Reno, Nevada.



The goal of both approaches is to reduce system loads and increase energy capture.

Component Studies

Several additional important component studies under the LWST Project have been completed, are underway, or are in negotiation. One study completed by Berger/ABAM in 2004 examined the use of hybrid steel/concrete towers for the much taller towers needed by multimegawatt turbines. Native American Technologies started another study in 2004 that explores a method to form and fabricate towers on site to reduce fabrication and transportation costs. A third tower study under negotiation will look at advanced self-erecting towers.

Global Energy Concepts is conducting a component study that looks at operations and maintenance costs and is developing a model to assist developers and operators in exploring innovative ways to improve designs and maintenance procedures. Another study under negotiation will research control systems based on forward looking sensors.

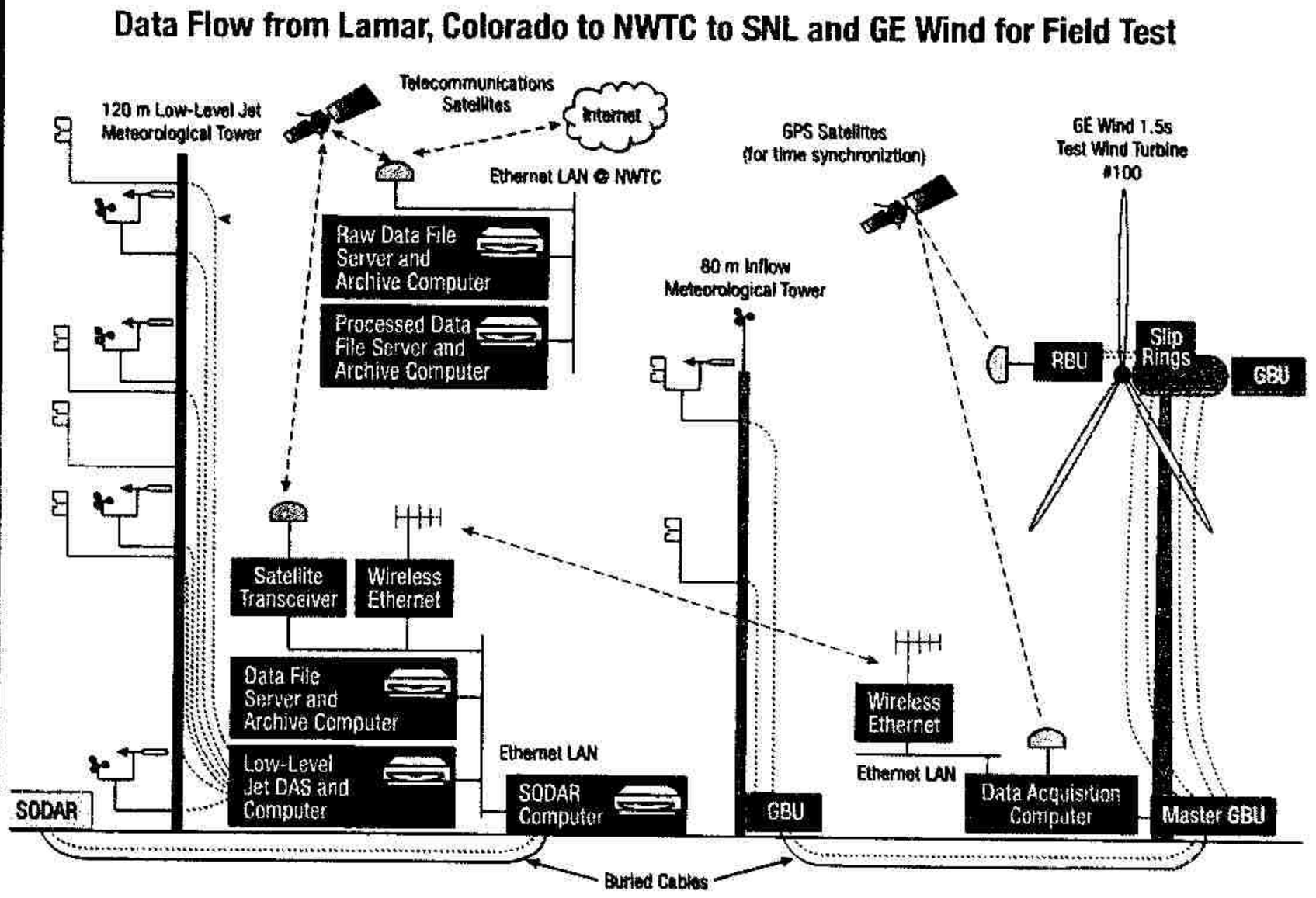
Distributed Wind Components

DOE is also working with its industry partners to develop more efficient components for small wind systems. Two companies, Alaska Applied Sciences and Composite Engineering, are developing new blades for retrofit and new system applications. Alaska Applied Sciences is designing a 14-m blade as a retrofit for some of the older machines in the California wind farms. Composite Engineering is designing an optimized 7.5-m turbine blade for 50 – 100-kW machines that will be suitable for use as a retrofit and on new machines. Composite's blade, which will be constructed of low-cost, industrial-grade carbon spars, will be mass-produced by a braiding method. The project goal is to produce a blade that costs less to produce and is lighter, stiffer, and better matched than the original blades.

GEC is working on a concept study to develop a blade flap coupling software tool to control loads. TIAX, LLC, is working on a concept for an axial-flow, permanent-magnet alternator, and Windward Engineering has designed a unique over-speed control system. Although most small wind systems manufactured today have passive controls that allow the turbines to shut down in adverse conditions, the systems do not provide consumers with automatic stopping capabilities. Windward's active control system will allow the owner/operator to shut the system down under all conditions. The company also plans to build a wind turbine on which to test the new control system in 2005.

Two companies are working to improve the design and operation of power converters. Princeton Power





The LIST project near Lamar, Colorado, provides researchers with atmospheric data from a 1.5-MW GE wind turbine, a 120-m tower, and a SODAR acoustic profiler.

Systems completed a preliminary design for a 50-kW converter designed specifically for wind turbines that will reduce costs and increase turbine efficiency. The preliminary design was completed in October 2004, and the company is working to have its final design ready for review by August 2005.

Spellman H V Electronics is designing a 100-kW converter with robust switches, innovative topology, and modularity that will reduce capital costs and increase efficiencies. Spellman completed its design by December 2004 and plans to have the converter tested at SNL in 2005.

Providing Technical Support to Industry

Understand the Inflow

To provide industry with the support it needs to develop technologies capable of cost-effective operation in the low wind speed resource areas, it is important for researchers to understand the complex environment in which the turbines operate. As wind turbines grow in size — 1.5 MW and larger — researchers suspect their components will be subjected to additional wind loading associated with low-level nocturnal jets that occur across the Great Plains during the warmer seasons.

The goal of the Wind Program's Long-Term Inflow and Structural Test (LIST) project is to characterize the environment and determine its impacts on a turbine's structure and performance. To characterize these potentially damaging events requires a long-term, time-synchronized database that characterizes both the structural responses of the wind turbine and the inflow for at least a wind season.

The LIST project is obtaining this database using atmospheric towers and operating wind turbines of various sizes and configurations at various sites. Each database consists of time-synchronized inflow and structural data that is being used to identify and characterize inflow events that produce large structural loads and to determine the long-term distributions of fatigue loads. The database also provides a resource for validating the ability of the various models for analyzing inflow and turbine behavior to predict these load cases.

With the demonstrated capability to take and archive continuous data from an operating wind turbine, in 2004, the LIST project began the instrumentation and testing of a GE 1.5-MW turbine at a Great Plains location. Data includes direct physical measurements of atmospheric parameters and turbine structural response as well as the remote sensing of atmospheric conditions known to produce organized turbulence that may have substantial operational impacts. The data acquisition system will be based on a combination of the Accurate Time Linked data Acquisition System (ATLAS) units developed by SNL and the custom data acquisition

system for the 120-m tower NREL installed near Lamar, Colorado.

The ATLAS units will acquire data from sensors on the rotating hub, the nacelle, at the base of the wind turbine and on nearby meteorological towers. Simultaneous data acquisition is accomplished by utilizing Global Positioning Satellite (GPS) receivers in conjunction with custom-built programmable logic devices. After only three weeks of operation, the ATLAS had collected more than 48 GB of data. The data collected through the course of the LIST project will help establish the necessary design criteria for low wind speed turbine technology and will determine whether numerical simulations currently being used are adequate.

The Lamar measurement campaign is a joint public/private partnership involving NREL, Sandia, and GE personnel.

For more information about the LIST project read

Update of the Long-Term Inflow and Structural Test Program http://www.sandia.gov/wind/topical.htm#ACQ

Lamar Low-Level Jet Program Interim Report NREL/TP-500-34593 http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34593.pdf

In an effort to characterize other complex wind energy resources in various regions of the United States, the Wind Program is working with energy offices in 12 states to collect and analyze data from tall communications towers. The states helped identify 35 to 40 communication towers that would be suitable for participation in this project. Anemometers and vanes have been or will be installed on the towers at several levels, with the top measurement height generally ranging from 90 to 120 meters, depending on the particular tower. There are plans to place wind measurement instruments as high as 600 meters above ground on several towers in Iowa. The towers are located in geographically dispersed locations. The measurement data and the results from the analysis will be made available to the public and will be valuable for different industry stakeholders. Wind shear estimates will be useful to designers, consultants, and developers. Time series and profiles will be useful to utilities for grid integration, and wind speed documentation can be used to validate wind resource maps.

Forecasting the Wind

As the percentage of wind energy in the nation's generation mix grows, it becomes increasingly important for developers, utilities, and system operators to be able to estimate the amount of generation they can expect from the wind plants in their regions. For developers, being able to predict potential generation will impact the value of the electricity their wind farms produce. For the utilities and system operators, the ability to predict the amount of generation would help with the planning and scheduling required to meet their loads and contractual agreements. Because of the variable nature of a wind farm's resource, estimating its output can be a challenge.

Highly detailed wind resource maps and accurate atmospheric modeling play an important role in determining a wind farm's expected output. Although meteorologists have used atmospheric modeling for more than 30 years, the wind industry did not consider it as a tool for forecasting wind resources until the mid-1990s. Today, accurate models can ensure the success of a development, enabling companies to maximize profits while minimizing risks.

In 2004, NREL worked with the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Forecast Systems Laboratory, using the state-of-the-art numerical weather prediction model, to develop advanced forecasting techniques and products. The long-term objective of this research is to develop forecasting systems that permit scheduling of wind generation on time scales that are useful in energy markets. Accurate forecast products will demonstrate to energy producers that the wind resource is predictable and can be integrated into their system with minimal concern.

Utility Grid Integration

Although the U.S. wind energy capacity has increased steadily during the past 10 years, the industry still faces tough barriers to future deployment. Transmission constraints, operational policies, and a lack of understanding of the impacts of wind energy on utility grids are three of the largest barriers.

Transmission constraints pose one of the most significant barriers facing wind energy development today. In some cases, high-quality wind resources are located far from load centers and existing transmission lines. Because load growth has caught up to existing capacity and minimal new transmission capacity has been added in the past decade, very little excess transmission capacity is available to serve the development of wind resources.

Open access to transmission has been an issue before the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) since the Energy Policy Act (EPAct) of 1992 was enacted. The open access tariffs that transmission providers have filed at FERC limit services available to wind, maintain high costs for transmission services, and include penalties that

adversely affect wind economics and require unrealistic controls. These limits on service, high rate levels, and penalties can make the cost of transmission services prohibitive. FERC is working on a standard set of rules for interconnections between generators and the transmission system. Although interconnection agreements can consume substantial time and effort, FERC seeks to streamline the process. In December 2004, FERC hosted a conference in Denver, Colorado, on the State of Wind Energy in Wholesale Electric Markets. The focus of the conference was short- and long-term measures to ensure that wind energy technology receives nondiscriminatory treatment in electric power markets. As a result of that conference, and in response to a petition submitted by the American Wind Energy Association, on January 24, 2005, FERC issued a Notice of Proposed Rulemaking. In this Notice, the Commission proposes standards that are expected to facilitate the interconnection and economic operation of large wind generating plants.

For more information about the FERC Rulings, see the FERC report Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets at http://www.ferc.gov/legal/ferc-regs/land-docs/11-04-wind-report.pdf .

System integration is another significant barrier to the deployment of wind energy. To feel confident about increasing the amount of wind energy in their generation mix, utility system operators and planners need to understand the effects of fluctuating wind power on system regulation and stability. Without high-frequency wind power data and realistic wind power plant models to analyze the problem, utilities often rely on conservative assumptions and worst-case scenarios to make engineering decisions. To provide the utilities with the data they need, researchers at NREL are recording long-term, high-resolution wind power output data from wind power plants in several regions with a total capacity of 950 MW. Their analysis of the data showed that for normal operation, minute-by-minute fluctuations from a wind plant are, on average, very small: less than 1% for a 1-minute data series or 1 MW for a 100-MW plant. These small variations are well within the range of normal system load variations. The data also suggest that the fluctuations are influenced mainly by the size of the plant and that turbine type and locations play lesser roles.

For more information on the study conducted by NREL, see Wind Power Plant Behaviors: Analysis of Long-Term Wind Power Data, NREL/TP-500-36551, http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36551.pdf .



A thermal imaging camera used to study the interactions of bats and wind turbines, captures a bat flying near a turbine at the Mountaineer Wind Energy Facility in West Virginia.

Bats and Wind Energy Cooperative

Bat fatalities reported at wind sites on ridge tops in the eastern United States have given rise to the need for research to help determine the impact that wind facilities might have on bat populations. To address this issue, a collaborative research initiative, the Bats and Wind Energy Cooperative (BWEC), was developed by Bat Conservation International, the U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS), the American Wind Energy Association (AWEA), and NREL. The world's leading bat scientists and industry experts gathered at a workshop hosted by BWEC in February 2004 to discuss the type of research needed. Several key research areas were identified, including:

1) Conduct daily mortality searches to develop a dataset to evaluate search efforts needed to meet a desired level of precision and accuracy for fatality estimates

2) Assess the effects of carcass removal and searcher efficiency bias corrections in making fatality estimates

3) Observe the interactions of bats and wind turbines.

For more information about the Bats and Wind Energy Cooperative visit http://www.batcon.org/projects/layout-projects.html

In addition to grid integration and transmission constraints, the deployment of wind energy in the United States may be hampered by siting issues that include land use, noise, visual impacts, and impacts on wildlife. Although siting issues may not affect the development of wind projects in many areas of the United States, in some areas, one or more of these issues have in some instances, halted wind projects. Early assessment of the site by the developer is critical to determining how many and which of these topics could be issues that need to be addressed. ♦

To assist developers in evaluating future projects, the NWCC produced a guidebook to siting issues, *Permitting of Wind Energy Facilities: A Handbook*. The guidebook is available at http://www.nationalwind.org/publications/siting.htm

WIND POWERING AMERICA

Cultivating Market Growth

When the 162-MW Colorado Green Wind Farm near Lamar, Colorado, came online in December 2003, it secured its place as the fifth-largest wind project in the United States. Perhaps more important, it secured the future of the citizens of Prowers County.

"The Colorado Green wind farm is a win-win project for our community," said John Stulp, county commissioner for Prowers County. "It has been a significant shot in the arm for the economy during construction, and it's providing some good permanent jobs."

According to Stulp, in 2004 the local tax base increased more than $32 million, or 33%.

"The wind farm is a boost to our local economy and tax base at the same time," he said. "It diversifies our agriculture-dependent tax base."



The Prowers County success story exemplifies how rural economies can benefit from wind energy projects. Thanks in part to DOE's Wind Powering America (WPA) [illegible] established in 1999, more communities are learning about wind projects and how they can reap the benefits. WPA's primary goal is to increase the number of states with at least 100 MW of wind capacity to 30 by 2010. Reaching this goal will result in increased capital investment in rural America and the creation of new jobs and it will provide a cost-effective option to meet clean air requirements and an enhanced energy and national security future.

To achieve its goal, the WPA national team uses a three-pronged technology acceptance strategy to identify and address barriers to wind development and devise innovative market mechanisms to support the use of large- and small-scale wind:

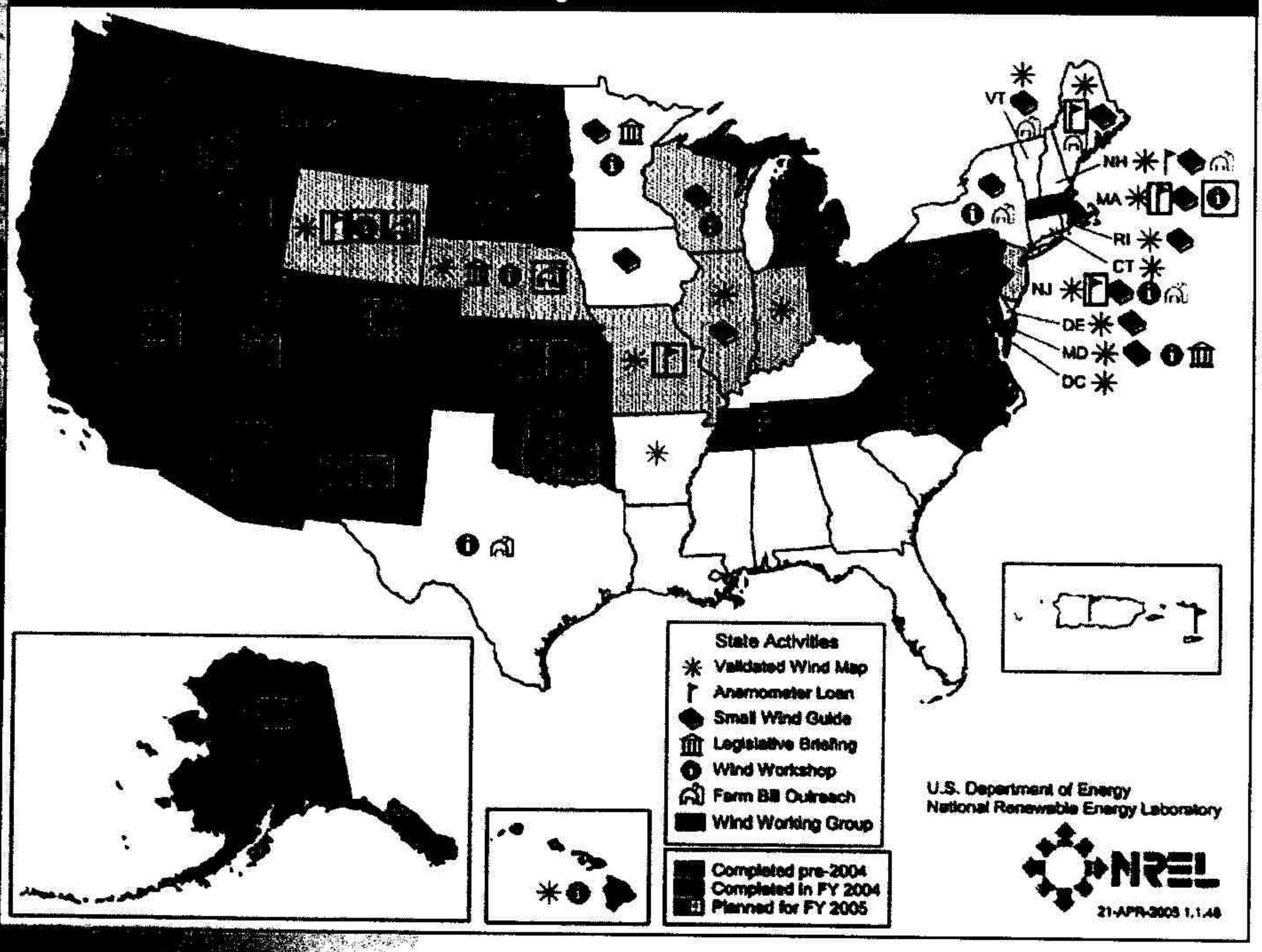
1) State-based technical assistance and outreach
2) Utility — public power partnerships
3) Native American/Tribal wind assessment and technical support.

State-Based Activities

State-based activities include landowner and community meetings, workshops, state wind working groups, validated state wind resource maps, anemometer loan programs, legislative briefings, outreach activities and materials, and state-specific small wind consumer guides.

WPA's community-based meetings and workshops provide stakeholders with timely information on the current state of wind technology, economics, state wind resources, economic development impacts, policy

Wind Powering America State Activities



options/issues, and barriers to wind development. These stakeholders include landowners and agricultural sector representatives; utilities and regulators; colleges and universities; advocacy groups; and state and local groups. Most of the program's support is provided to state wind working groups that develop and implement a set of priority activities to encourage wind development in that state. To date, WPA has supported the formation of 22 state wind working groups.

In addition to assisting state wind working groups, WPA helps wind project stakeholders understand their wind resources through cooperative mapping and anemometry programs. WPA supports a public/private sector mix of wind resource analysts and meteorological consultants to update state wind resource maps. Identifying the level of available wind resource in an area is the first step toward installing large and small wind systems.

Although wind project stakeholders have relied on the U.S. Wind Resource Atlas, published in 1987, to guide their efforts, modern mapping systems have produced more highly detailed regional wind maps. The new maps have horizontal resolutions of 1 km (0.6 mi) and finer (in some cases 200 m [656 ft]), in contrast to the old maps that have a resolution of 25 km (15.5 mi). The new technology also enables analysts to overlay the resource maps to show transmission grids; roads; county boundaries; federal, state, and Native American lands; and geographical features. In 2004, the team finalized new maps for Colorado, Indiana, Ohio, Hawaii, Michigan, and Missouri. The maps are available on the WPA Web site at www.windpoweringamerica.gov.

WPA's state-based anemometer loan programs allow landowners to borrow anemometers to measure their wind resources for one year without charge. State lending programs exist in Virginia, Utah, Montana, North Carolina, North Dakota, Idaho, Nevada, Colorado, Missouri, and Kentucky. WPA is working with additional states to organize similar programs. Depending on the state, these programs are run by state energy offices, non-profit organizations, and colleges and universities. WPA encourages local universities to administer the programs for educational purposes.

Small wind systems are another integral element of WPA's state technology acceptance efforts. In 2001, WPA published *Small Wind Electric Systems: A U.S. Consumer's Guide* to help consumers determine whether using wind energy systems to provide all or a part of their home or business electricity needs is economically feasible. WPA team members then collaborated with state energy officials to customize the guide's cover for individual states and include state-specific wind resource maps and information about state incentives and contacts. To date, the WPA team has published guides for 29 states, the American Corn Growers Foundation, and the Tennessee Valley Authority. In 2004, WPA distributed almost 19,000 guides, including guides for the following new states: Colorado, Arizona, Wisconsin, North Carolina, and Maryland. More new guides are planned for 2005. For a complete listing of NREL's small wind guides visit the Publications Database at www.nrel.gov/publications .

WPA also sponsors small wind technical workshops, including Farm Bill, Section 9006 workshops, and provides technical assistance. In 2004, WPA team members participated in workshops in North Carolina,

Wind Powering America State Wind Summit III

On April 1 – 2, 2004, WPA sponsored the Third Annual All States Wind Summit following the American Wind Energy Association's Global WINDPOWER conference in Chicago. More than 100 stakeholders attended, including representatives from the following organizations: state energy offices, economic development offices, environmental organizations, energy regulators, universities, rural electric cooperative and public power utilities, and the wind energy industry. WPA Technical Director Larry Flowers presented an Outstanding State Wind Working Group Award to Oregon representative Carel DeWinkel and six Regional Wind Advocacy Awards.

Parallel sessions focused on diverse topics such as state policies, small wind, the 2002 U.S. Farm Bill, grid integration, federal and state lands, rural electric co-ops, working with Tribes, resource assessment, wind for schools, and avian and wildlife issues.

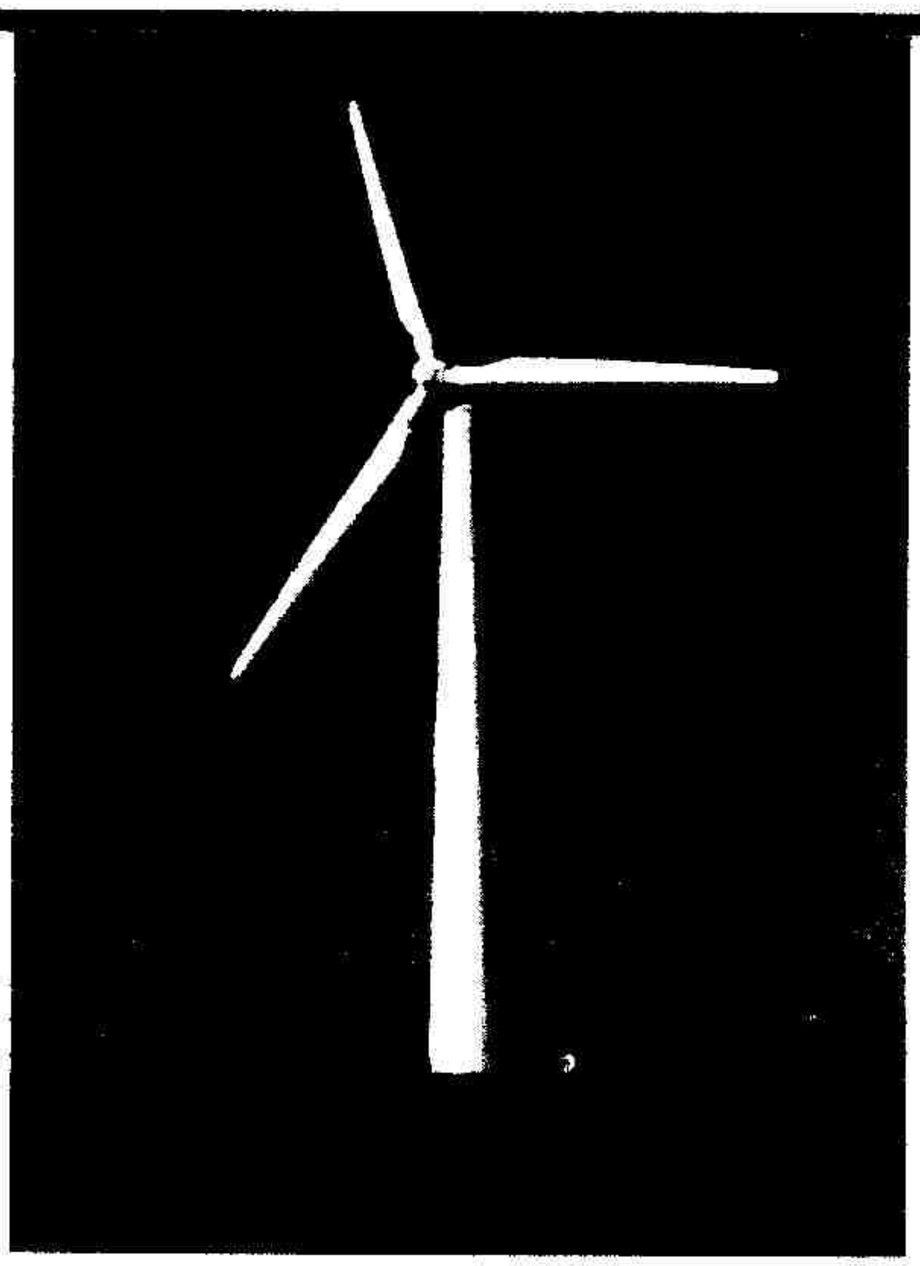
Technology Acceptance Across the United States

WPA's technology acceptance strategy includes extensive outreach. In 2004, WPA team members staffed exhibits at 36 events in Alaska, Arizona, California, Colorado, Connecticut, Idaho, Illinois, Louisiana, Minnesota, Montana, Nevada, New Mexico, North Dakota, Oklahoma, Oregon, South Dakota, Texas, Washington, Wisconsin, and Wyoming. Approximately 43,000 copies of WPA publications were distributed to State Wind Working Groups and various events. The number of visitors to the comprehensive Wind Powering America Web site (www.windpoweringamerica.gov) continues to increase.

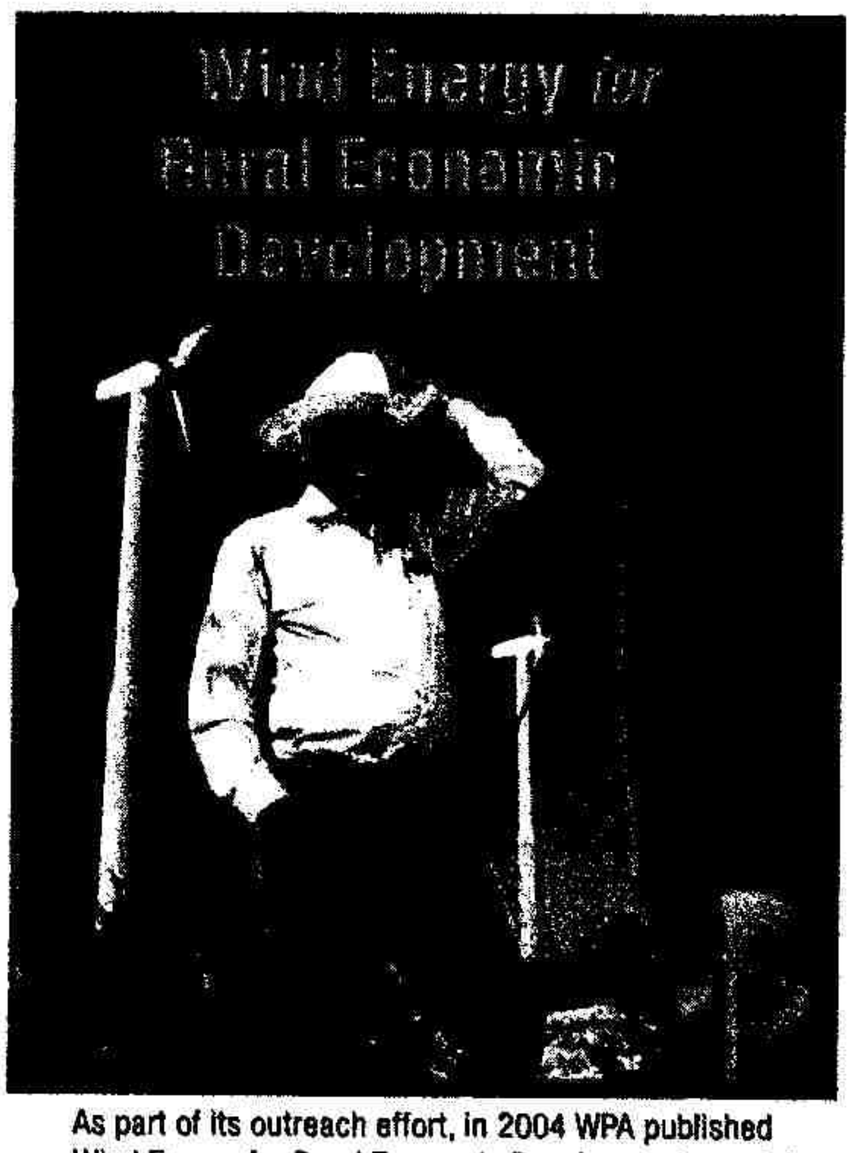
U.S. Farm Bill Funds Renewable Energy Systems

On April 8, 2003, the U.S. Department of Agriculture (USDA) announced the availability of $23 million in loans, loan guarantees, and grants for fiscal year 2003 to help farmers, ranchers, and rural businesses purchase renewable energy systems and make energy efficiency improvements. The funds are the result of Section 9006 of the 2002 Farm Bill, which provides funding for wind, solar, biomass, geothermal, hydrogen from renewables, and building and energy efficiency projects.

In 2004, 26 large wind projects in seven states received more than $7 million in funding, and 12 small wind projects in seven states received almost $600,000 in funding. This funding provides an excellent vehicle for wind-related rural economic development. As part of its technology acceptance effort, WPA sponsors landowner and community meetings and statewide workshops to communicate these opportunities for wind development to rural communities.



The Tjaden family of Charles City, Iowa, received a $45,000 USDA grant to install this 450-kW Bonus turbine, which reduces electricity costs and diversifies the farm's assets.



As part of its outreach effort, in 2004 WPA published Wind Energy for Rural Economic Development, an eight-page brochure that provides rural stakeholders with information on bringing wind energy projects to their communities.

Wyoming, Texas, Washington, New Mexico, Nebraska, Vermont, Illinois, and Kansas. Team members also staffed a booth at the Midwest Renewable Energy Fair in Wisconsin and distributed literature about small wind projects and Section 9006.

Rural Economic Development

Rural economic development is a key element of Wind Powering America. The WPA team provides economic development analysis tools, case study documentation, and outreach to agricultural and rural development interests. In 2004, WPA also launched an innovative wind for schools project.

The WPA team works with the state wind working groups and their stakeholders to cultivate rural economic development with wind energy by forming partnerships with state agencies. Although the partnerships vary from state to state, they generally include the state energy offices, USDA local and national representatives, state and local officials, the Farm Bureau, the Farmers' Union, representatives of the appropriate growers associations, agricultural schools, and the local financial community.

In 2004, WPA launched an innovative wind for schools pilot program to develop wind projects in rural Eastern Colorado schools. Seventeen towns were identified for their potential wind resource, and school districts in these towns were contacted to determine their interest in pursuing wind projects. The WPA team helps interested communities evaluate their situation, analyze costs and benefits, and determine whether wind power makes sense for each district. Team members evaluate sites, transmission capabilities and accessibility, and the demand and tariff structures for each

service area. One potential project design is the sale of green tags as the main revenue stream to pay off the turbine. If green tags are the revenue source, as opposed to grants and loans, these wind projects can be replicated on a widespread scale.

Utility Partnerships

The key activities of the utility partnerships theme include a public power outreach and recognition program, Power Marketing Administration green tags, and targeted strategic technical analyses (e.g., wind/hydropower system integration and transmission constraints).

Regional transmission constraints, operational policies, and a lack of understanding of the impacts of wind energy on utility grids are three barriers to the future development of wind energy. WPA works to overcome these barriers and meet its goals of increasing the nation's wind energy capacity by working with utilities and utility groups like the American Public Power Association (APPA), the National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), Power Marketing Administrations (PMAs), the National Wind Coordinating Committee's (NWCC's) Transmission Working Group, and the Utility Wind Interest Group (UWIG).

WPA works closely with the utility sector, especially national consumer-owned and public power utilities. These cost-shared efforts include co-sponsorship of wind-specific meetings, conferences, and workshops, as well as joint development and distribution of materials containing technical and market-specific information and wind project success stories. WPA also provides real-time technical assistance on the state of wind technology and economics, and information on barriers to and benefits of wind and how to begin a wind project.

WPA also presents two national awards—Wind Cooperative of the Year in conjunction with the National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) and Wind Municipal Utility of the Year in conjunction with the American Public Power Association (APPA) — to recognize leadership within those communities in support of wind power.

In February 2004, WPA and NRECA presented Holy Cross Energy, located in Glenwood Springs, Colorado, with the Wind Cooperative of the Year Award. Holy Cross was recognized for its leadership in conducting one of the nation's oldest and most successful green pricing programs. The co-op's approximately 5% participation rate ranks it in the top five utilities nationally.

In October 2004, WPA and APPA presented Fort Collins Utilities of Fort Collins, Colorado, with the Public Power Wind Pioneer Award for vision, leadership, and outstanding community support for renewable energy. In April 1998, Fort Collins Utilities became the first utility in Colorado and among the first in the nation to deliver wind energy for residential and business subscribers.

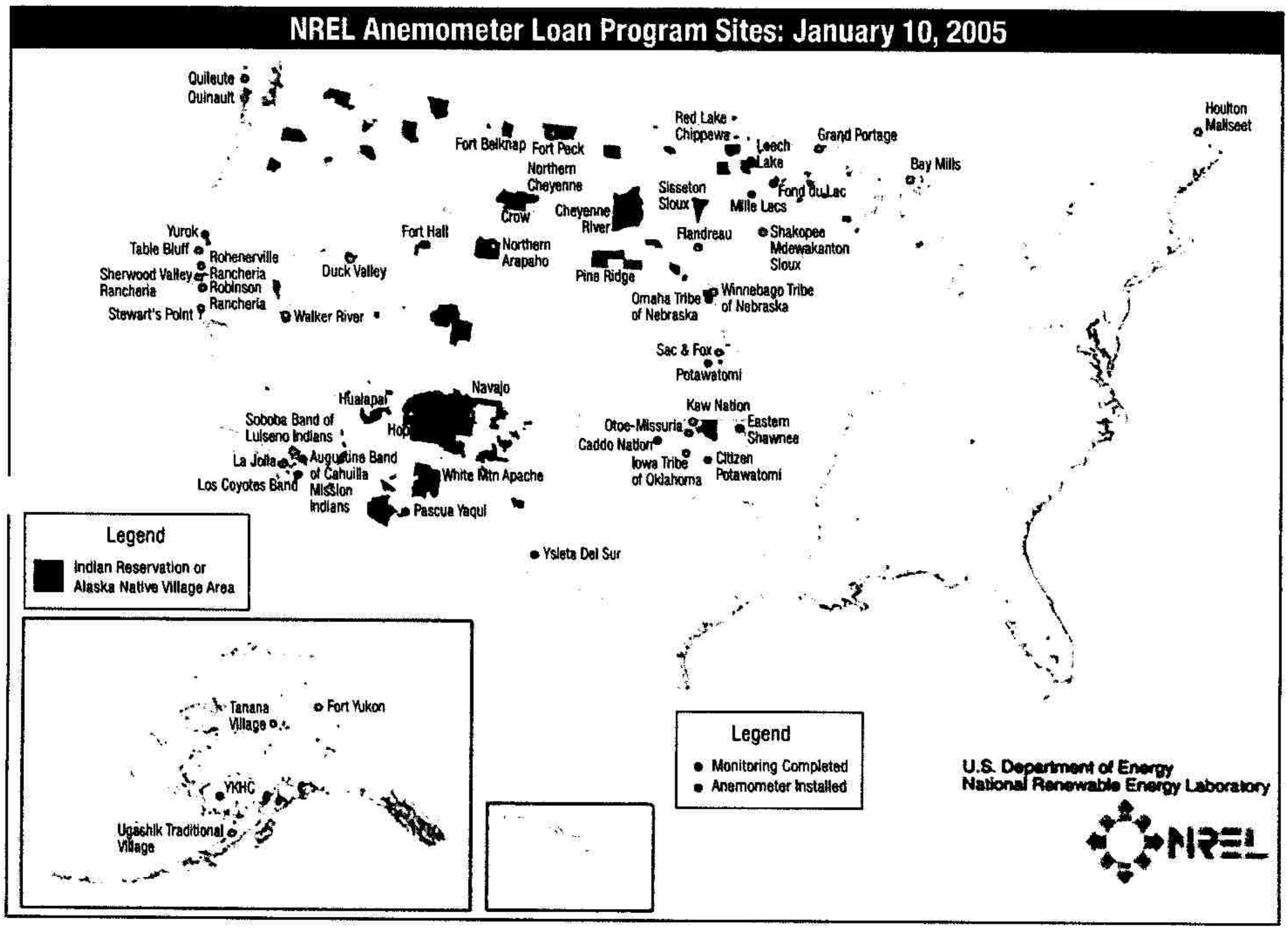
The WPA team also works with utilities and researchers to develop wind power plant analysis models that utilities can use to predict the impacts of large wind power plants on their grids. WPA works with Power Marketing Adminstrations (PMAs) such as the Bonneville Power Administration (BPA) and Western Area Power Administration (WAPA), on analysis, development options, and green tag opportunities.

Native American Wind Power

WPA Native American wind activities include supporting the development of the Native American Wind Interest Group (NAWIG), providing outreach materials and technical assistance to interested Tribes, attending Tribal meetings and workshops, offering an anemometer loan program, and hosting the annual Wind Energy Applications and Training Symposium.

The WPA team also works with Native American Tribes in collaboration with the DOE Tribal Energy Program to explore development of tribal wind power resources. The United States is home to more than 700 Native American Tribes and Native Alaskan villages and corporations located on 38.8 million hectares (96 million acres) in the United States. Many of these Tribes and villages have excellent wind resources that could be commercially developed to meet their electricity needs or for electricity export. However, several key issues must be overcome before these resources can be fully developed. These issues include lack of wind resource data, tribal utility policies, sovereignty, perceived developer risk, limited loads, investment capital, technical expertise, and transmission to markets.

To address these issues, WPA provides outreach materials and conducts workshops to provide information about the wind development process and options available to Native Americans. WPA also supports the Native American Wind Interest Working Group (NAWIG) to exchange experiences, concerns, and information on wind development. In addition to the continued publication of NAWIG News: The Quarterly Newsletter of the Native American Wind Interest Group, in-depth interviews with Native American leaders are posted on the WPA Web site at www.eere.energy.gov/



windandhydro/windpoweringamerica/. WPA team members also distribute the Wind Powering Native America video released in 2003.

To help assess the wind resources on tribal lands, NREL and the WAPA manage the Native American Anemometer Loan Program. The program allows Native American Tribes to borrow anemometers and the equipment needed for installation. By significantly reducing the cost of quantifying the wind resource on tribal lands, more Tribes will be encouraged to examine the development of their wind resources. NREL researchers provide technical assistance for siting, installation, and data analysis. By the end of 2004, 64 locations (cumulative) had installed anemometers, with monitoring complete at 36 locations.

During the last week of August, NREL hosted the annual Wind Energy Application and Training Symposium. Members of Native American Tribes with anemometer loans, current or pending Tribal energy program grants, or reservations located in windy areas were among the invited participants. The 42 participants included 19 representatives from 14 Native American Tribes and organizations. ◆

ENSURING OUR ENERGY FUTURE



This satellite photo shows the heavy concentration of loads in coastal areas

Developing New Applications

To ensure the wind energy industry a firm place in our nation's clean energy future, program researchers are exploring innovative applications such as offshore deepwater development, the use of wind power to clean and move water, and new technologies that will enable wind energy to work in synergy with other energy technologies such as hydropower and hydrogen.

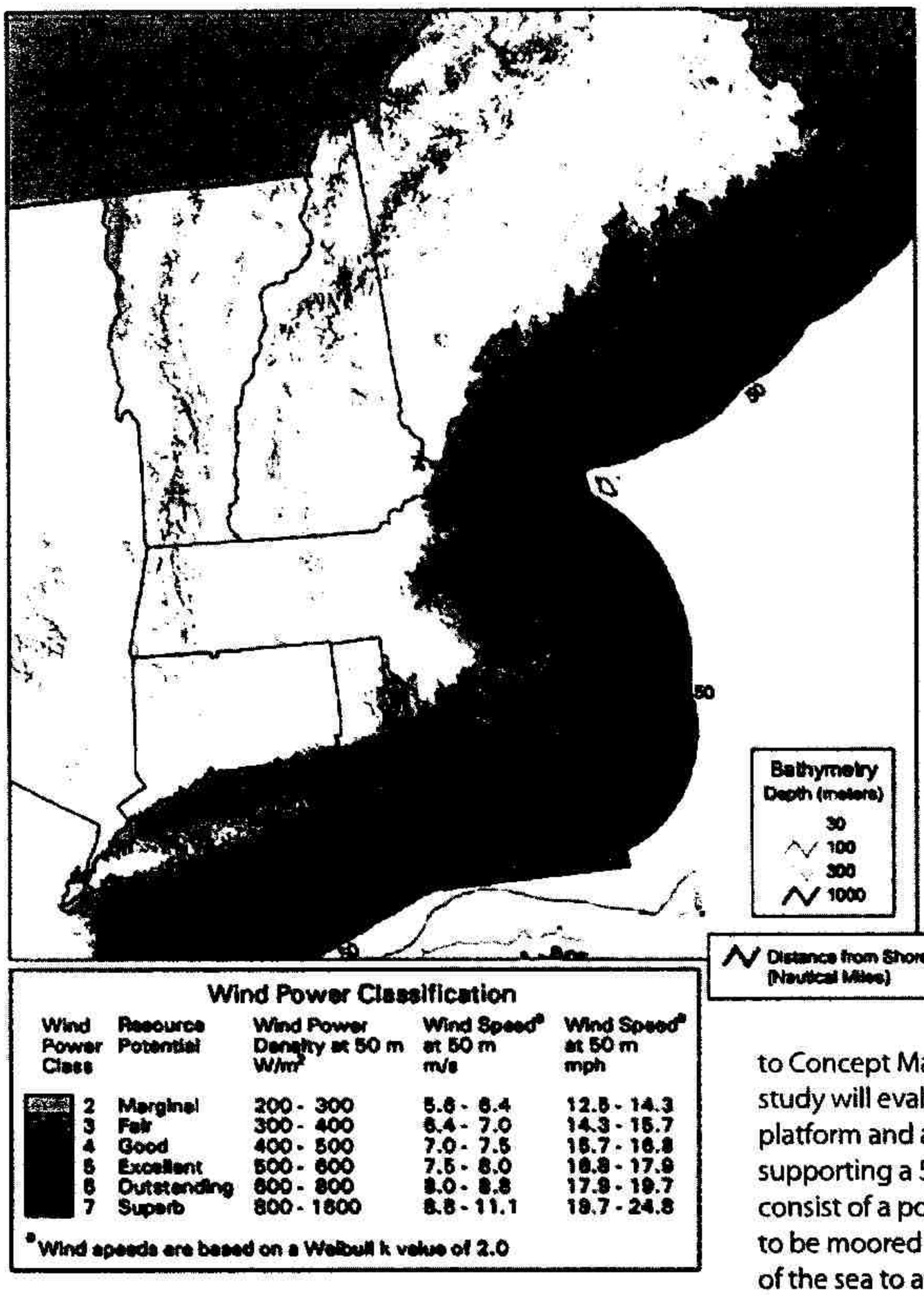
Offshore Development

Higher quality wind resources (reduced turbulence and increased wind speed), proximity to loads (many demand centers are near the coast), increased transmission options, potential for reducing land use and aesthetic concerns, and the easing of turbine size constraints due to transportation and installation are a few of the advantages drawing attention to offshore wind energy development. Recent studies show significant offshore wind resources in regions of the United States in close proximity to major urban areas in the mid-Atlantic and Northeast. According to David Garman, Under Secretary, U.S. Department of Energy, "...there may be, conservatively speaking, more than 100 gigawatts of capacity just off New England."

Although early studies show great potential for offshore development, the lack of representative observations necessary for estimating the available wind power resource in the offshore environment and physically consistent modeling of the dynamics within and above the air-sea interface are major issues that need attention. To obtain a more accurate assessment of offshore environments, in 2004, the Wind Program issued a subcontract to AWS Scientific, Inc., to perform a conceptual design study on the development of atmospheric profiling and modeling techniques. The objective of this study is to characterize the offshore wind and wave environment of the Atlantic and lower Great Lakes. The results of this work will assist the offshore wind industry in more precisely quantifying the design load conditions at specific sites, thereby enabling projects to be engineered and operated more cost effectively and with less risk.

Developing Deep Water Technologies

For offshore turbines in very shallow water (less than 30 m [98 ft]), European turbine manufacturers have adopted conventional land-based turbine designs and placed them on concrete bases or steel monopiles and anchored them to the seabed. An offshore substation boosts the collection system voltage, and a buried undersea cable carries the power to shore, where another substation provides a further voltage increase for transmission to the loads. A large amount of the U.S. offshore resources are in waters deeper than those in Europe (30 m and greater), and monopile foundations are unsuitable for these depths. To achieve cost-effective



Wind Power Classification

Wind Power Class	Resource Potential	Wind Power Density at 50 m W/m²	Wind Speed* at 50 m m/s	Wind Speed* at 50 m mph
2	Marginal	200 - 300	5.6 - 6.4	12.5 - 14.3
3	Fair	300 - 400	6.4 - 7.0	14.3 - 15.7
4	Good	400 - 500	7.0 - 7.5	15.7 - 16.8
5	Excellent	500 - 600	7.5 - 8.0	16.8 - 17.9
6	Outstanding	600 - 800	8.0 - 8.8	17.9 - 19.7
7	Superb	800 - 1600	8.8 - 11.1	19.7 - 24.8

*Wind speeds are based on a Weibull k value of 2.0

"...there may be, conservatively speaking, more than 100 gigawatts of capacity just off New England."

— David Garman, Under Secretary, U.S. Department of Energy.

wind energy production in deep water, technologies developed by the oil and gas industries must be simplified, and alternative anchoring methods must be developed.

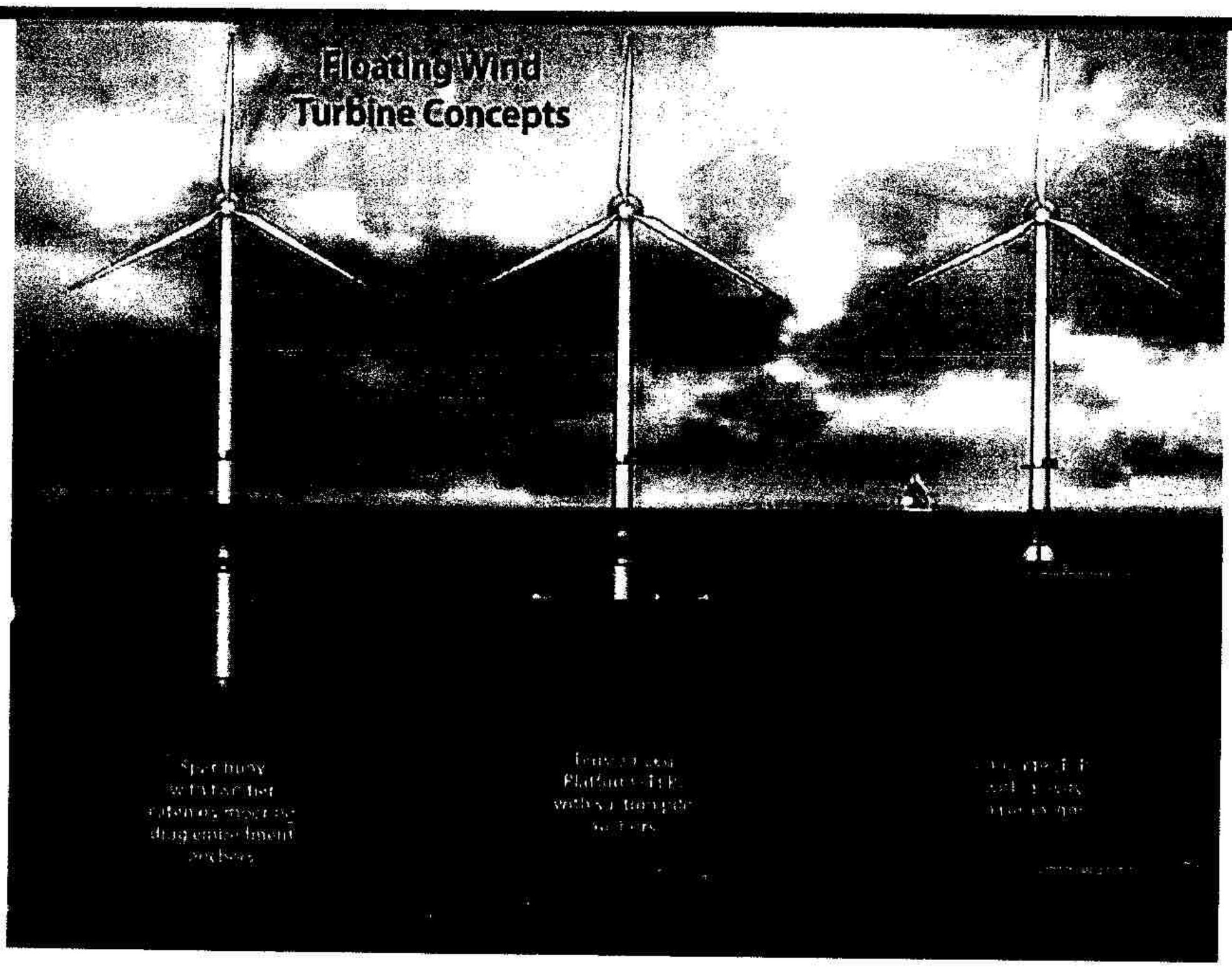
In October 2004, the Wind Program hosted a two-day workshop to explore technology pathways for installing and operating large offshore wind power facilities in water depths greater than current technologies allow. Approximately 60 experts from the offshore wind energy, oil and gas, and marine industries attended to define near-term priorities and a U.S. R&D agenda. Most of the meeting attendees agreed that monopiles are economically limited to depths of less than 25 m because the size and complexity of installing piles in deep water exceeds the practical limitations of available equipment. Another drawback would be because the decreased stiffness of longer monopiles in deeper water could create dynamically unstable operating conditions. Floating wind energy support structures emerged as one of the promising technologies.

To explore offshore floating wind turbine concepts, the Wind Program awarded a conceptual design study to the Massachusetts Institute of Technology (MIT) in August. The study will employ dynamic response simulations to evaluate at least two floating platform concepts for offshore wind turbines, a moored spar buoy and a tension leg platform, for deployment and cost-effective electricity generation in water depths between 50 and 200 meters.

Another concept study was awarded to Concept Marine Associates, Inc., in September. This study will evaluate and optimize a semi-submersible platform and anchor foundation system capable of supporting a 5-MW wind turbine. The foundation will consist of a positively buoyant concrete platform that is to be moored in deep water and held below the surface of the sea to avoid the majority of wave energy.

In another effort to address the technical, environmental and regulatory issues facing offshore wind energy development, DOE has joined the Massachusetts Technology Collaborative and GE Energy to develop strategic approaches for the development of a sustainable offshore wind industry. The objectives of the collaborative are to:

- Consult with key parties to identify key issues and obstacles to a sustainable offshore wind industry
- Develop a strategic framework for action leading to the successful development of offshore wind industry in the United States, beginning in the Northeast
- Design a business plan that recommends the organizational structure, funding levels and sources, and human resources necessary to implement the strategic framework.



To achieve cost-effective wind energy production in deep water, technologies developed by the oil and gas industries must be simplified and alternative anchoring methods must be developed.

DOE Joins Global Effort to Expand Offshore Wind Energy Development

As part of an effort to address the challenges of offshore development on an international level, in March 2004, the International Energy Agency's (IEA) Executive Committee approved a proposal for an offshore wind energy annex. The purpose of Annex XXIII — Offshore Wind Energy Technology Development is to provide its participants with an overview of the technical and environmental challenges encountered in offshore applications and to help them understand the need for additional research. The Annex was divided into two subtasks: Subtask 1: Offshore Wind — Experience with Critical Deployment Issues, and Subtask 2: Offshore Wind — Technical Research for Deeper water (>30 m). Subtask 1, to be led by Risø National Laboratory in Denmark, will address critical near-term deployment issues. Subtask 2, to be led by NREL in the United States, will address the research needs for deepwater development.

The Offshore Annex held its first meeting in October 2004 in Washington, D.C. Meeting participants included the United States, Denmark, the United Kingdom, Japan, and Norway. The collaborative research topic discussed was *Coupled Turbine/Substructure Dynamic Modeling*.

To learn more about Annex XXIII, visit www.ieawind.org

The Wind Program is also negotiating a subcontract for the development of the first multimegawatt wind turbine prototypes expressly developed for offshore deployment.

Wind and Water

The Wind Program is also investigating ways in which wind and water can work together to provide a more stable supply of electricity and fresh water. Fresh-water scarcity is a growing global problem. According to the United Nations, the world's burgeoning population will need billions of cubic meters of fresh water per day by 2025. The current global desalination capacity is estimated at only 28 million cubic meters per day.

Exploring Wind/Desalination Concepts

An important solution to water scarcity is desalination of abundant ocean salt water, but desalination is a highly energy-intensive technology. Among all the desalination process technologies, reverse osmosis has demonstrated the highest electrical energy efficiency at 3–8 kWh per cubic meter of water. Even with this higher efficiency, energy accounts for about 40% of total desalinated

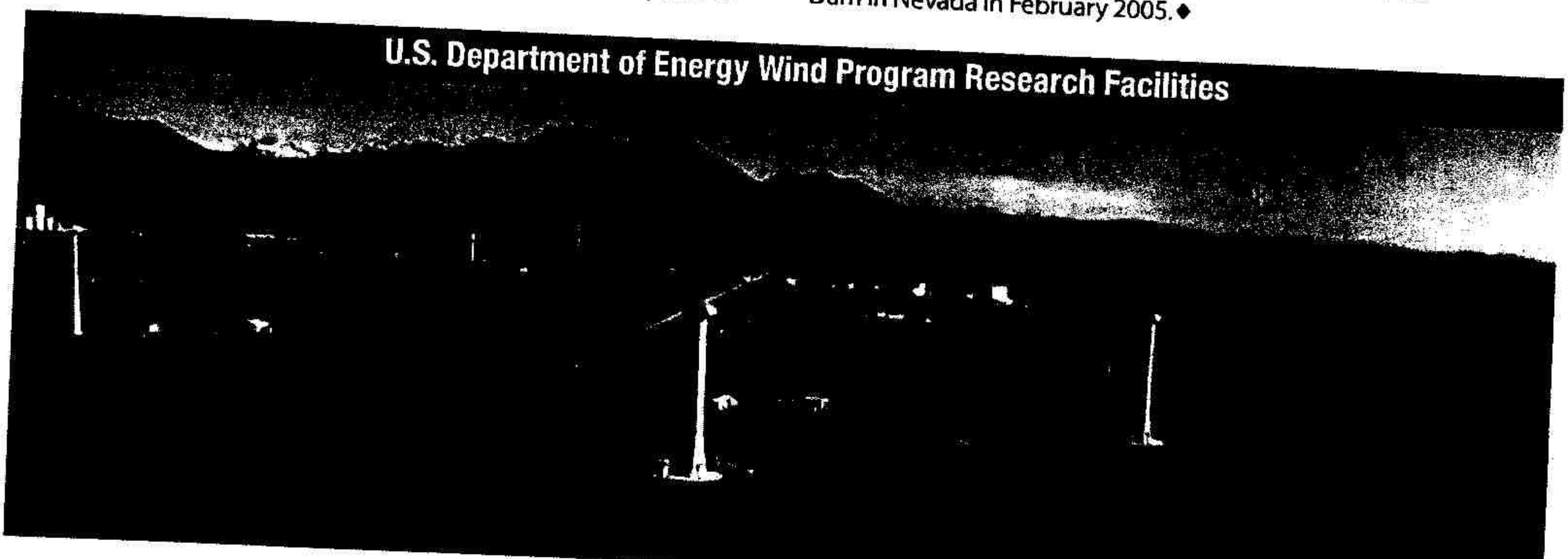
water cost by reverse osmosis. From both energy cost and environmental points of view, inexpensive and clean alternative power sources are needed to provide a low-cost desalination solution. Wind power is the most promising and least expensive renewable power source, but because of its variable nature, researchers need to determine the effects it will have on desalination systems and their operation.

In October 2004, GE Global Research was awarded a conceptual design study on integrated wind energy/desalination systems. The project will explore wind/desalination concepts, identify technical issues, explore feasibility of alternative concepts and evaluate their economic viability. This effort is unique in that it addresses the constraints of variable power input on desalination system operation to arrive at a process capable of accommodating a maximum level of wind turbine power variation while remaining economically viable.

Wind and Hydropower to Stabilize Energy Supplies

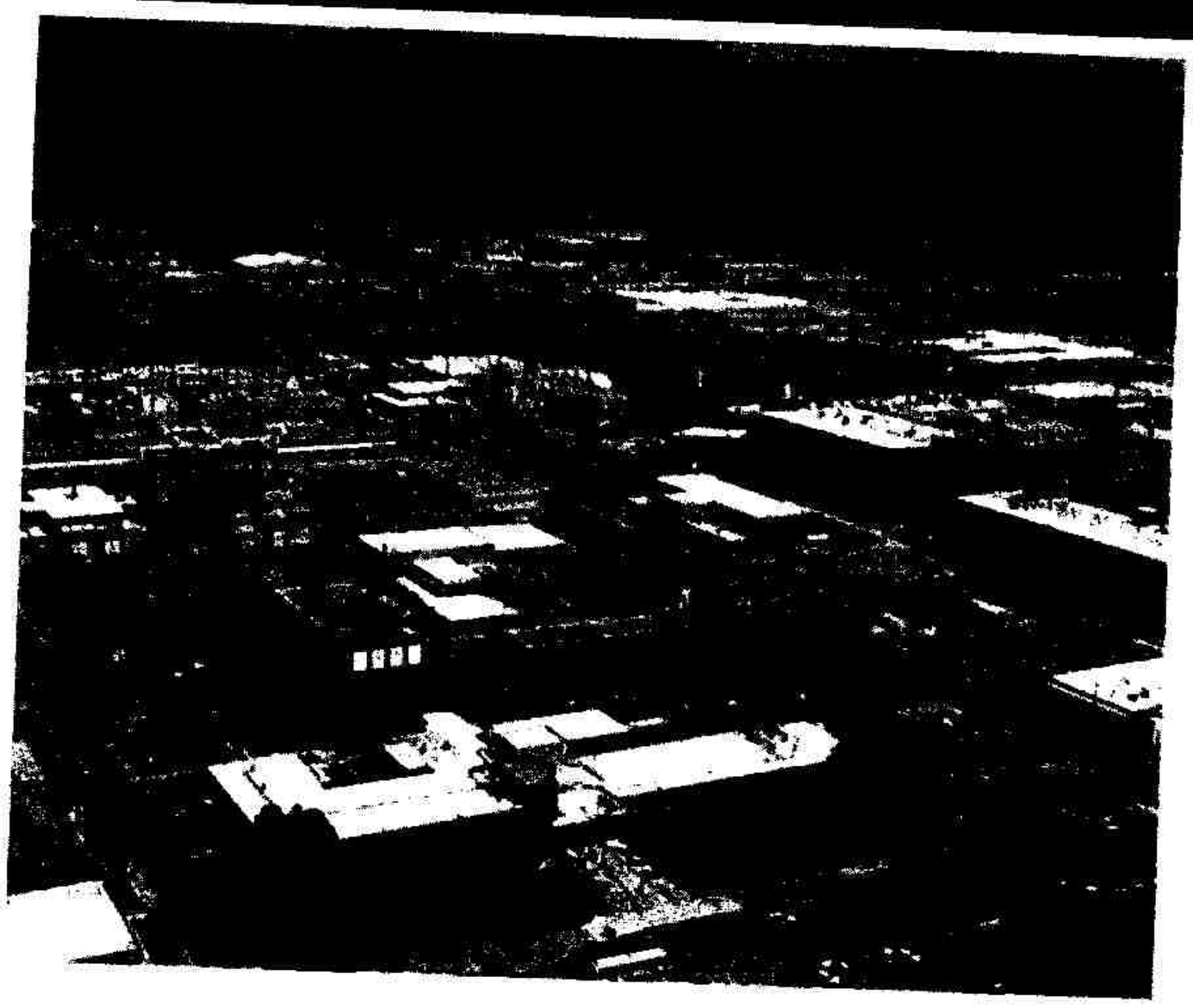
To provide a stable supply of electricity to the grid, the Wind Program is also conducting research into the potential benefits of combining wind and hydropower. As part of that effort, the United States was instrumental in the formation of the IEA RD&D Wind Annex XXIV on the Integration of Wind and Hydropower Systems. The Annex will conduct cooperative research concerning the generation, transmission, and economics of integrating wind and hydropower systems and provide a forum for information exchange. The Annex held its first meeting at the Hoover Dam in Nevada in February 2005. ◆

U.S. Department of Energy Wind Program Research Facilities



NREL's National Wind Technology Center
Designated as the lead research facility for the wind program, the NWTC conducts research and provides its industry partners with support in design and review analysis; aerodynamics; component development; systems and controls analysis; structural, dynamometer, and field testing; certification; utility integration; resource assessment; subcontract management; and outreach.

Sandia National Laboratories
Based in Albuquerque, New Mexico, SNL conducts research in advanced manufacturing, component reliability, structural analysis, and material fatigue.



2004 Wind Program Publications

A complete listing of Wind Program publications, past and present, can be accessed at http://www.nrel.gov/publications.

Technical Reports and Papers

"A Comparison of Standard Coherence Models for Inflow Turbulence With Estimates from Field Measurements," Saranyasoontorn, Korn and Manuel, Lance. *Journal of Solar Energy Engineering*, November 2004, Vol. 126, no. 4, pp 1069–1082.

"A Comparison of Wind Turbine Design Loads in Different Environments Using Inverse Reliability Techniques," Saranyasoontorn, Korn and Manuel, Lance. *Journal of Solar Energy Engineering*, November 2004, Vol. 126, no. 4, pp 1060–1068.

"Acoustic Tests of Small Wind Turbines." Migliore, P.; van Dam, J.; Huskey, A. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 529–542; NREL Report No. CP-500-36503.

Accurate GPS Time-Linked Data Acquisition System (Atlas II) Users Manual, Zayas, Jose, Jones, P., and Ortiz-Moyet, J., SAND2004-0481, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, February 2004.

Adaptive Torque Control of Variable Speed Wind Turbines. Johnson, K. E.. NREL Report No. TP-500-36265, 107 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04ostl/36265.pdf

Advanced Control Design and Field Testing for Wind Turbines at the National Renewable Energy Laboratory. Hand, M. M.; Johnson, K. E.; Fingersh, L. J.; Wright, A. D. NREL Report No. CP-500-36118, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04ostl/36118.pdf

"Aeroelastic Stability Predictions for a MW-Sized Blade," Lobitz, Don W. *Wind Energy Journal*, 2004:7:211-224.

Alaska Village Electric Load Calculator. Devine, M.; Baring-Gould, E. I. NREL Report No. TP-500-36824, 31 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36824.pdf

Analysis and Comparison of Test Results from the Small Wind Research Turbine Test Project, Corbus, D.; Prascher, D. NREL Report No. CP-500-36891, 16 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05ostl/36891.pdf

"Analysis of Autonomous Renewable Energy Systems with Grid Control Interchanged between Diesel and Inverter." A.A.M. Sayigh, ed. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 5 pp.; NREL Report No. CP-500-36209.

Avian Monitoring and Risk Assessment at the Tehachapi Pass Wind Resource Area; Anderson, R.; Neumann, N.; Tom, J.; Erickson, W. P.; Strickland, M. D.; Bourassa, M.; Bay, K. J.; Sernka, K. J. Period of Performance: October 2, 1996–May 27, 1998. 102 pp.; NREL Report No. SR-500-36416. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36416.pdf

"Baseline Results and Future Plans for the NREL Controls Advanced Research Turbine," Fingersh, L. J.; Johnson, K. E. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 87–93; NREL Report No. CP-500-36498.

Blade Manufacturing Improvements: Remote Blade Manufacturing Demonstration, Berry, Derek and Lockard, S., SAND2003-0719, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, May 2003.

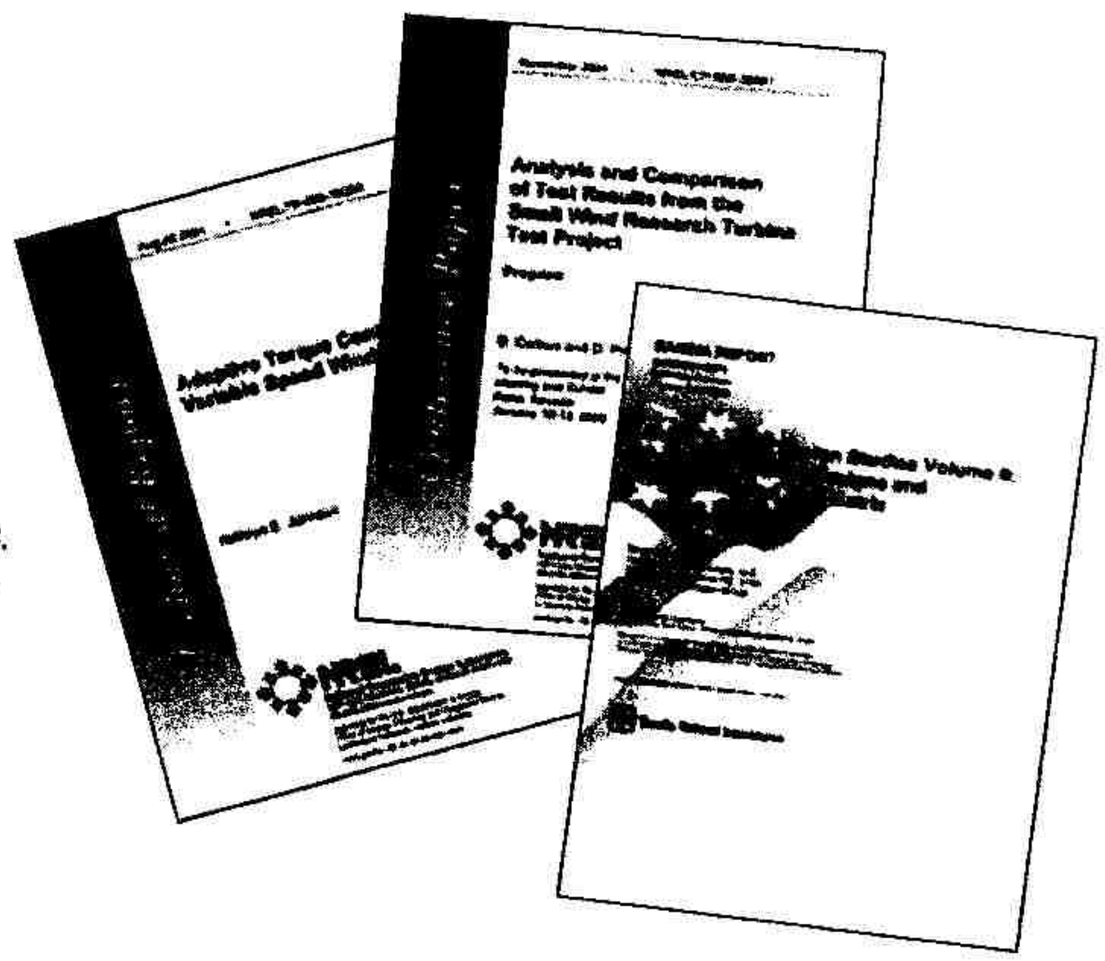
Blade Studies for Twist-Coupled Wind Turbine Blades, Locke, James and Valencia, J., SAND2004-0522, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, June 2004.

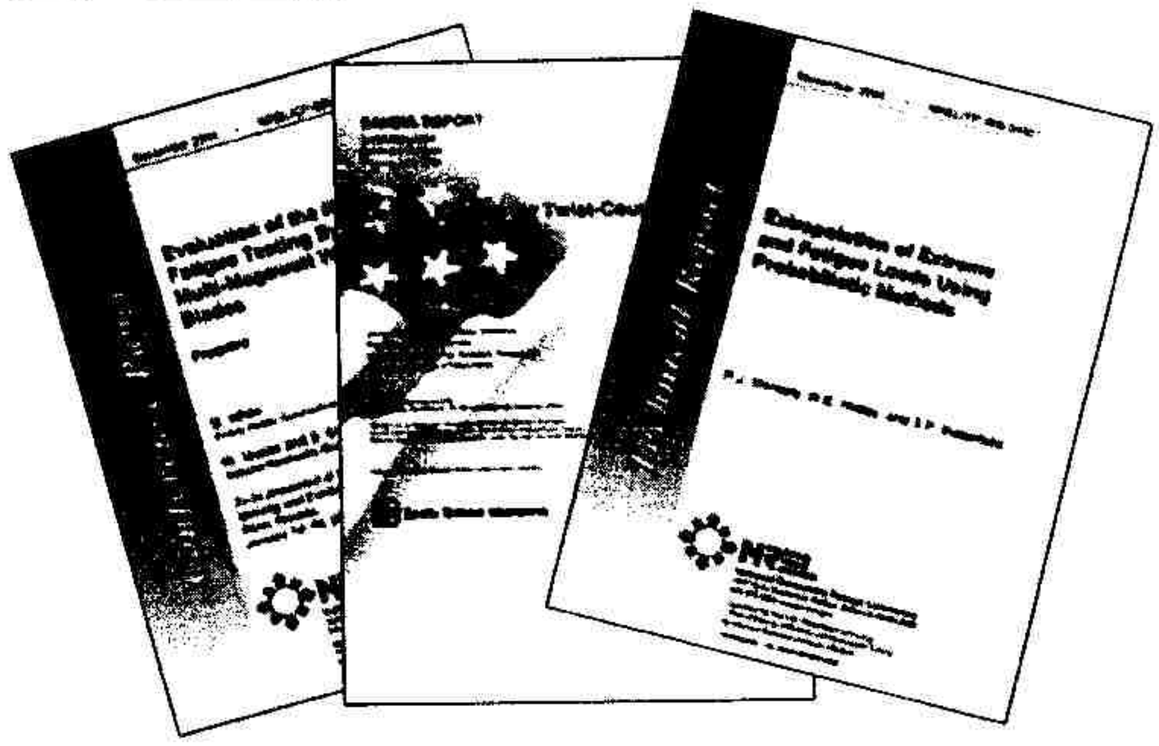
Blade System Design Studies Volume II: Preliminary Blade Designs and Recommended Test Matrix, Griffin, Dayton A., SAND2004-0073, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, June 2004.

California RPS Integration Study: Phase I Summary and Results, Milligan, M.; Kirby, B.; Jackson, K.; Shiu, H.; Makarov, Y.; Hawkins, D. 32 pp.; NREL Report No. CP-500-35947. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35947.pdf

"Classification of Off-Grid Renewable Energy Systems with Similar Conditions Based on Battery-Use Profiles." A.A.M. Sayigh, ed. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 6 pp.; NREL Report No. CP-500-36876.

Cost Study for Large Wind Turbine Blades: WindPACT Blade System Design Studies, Berry, Derek and Lockard, S., SAND2003-1428, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, May 2003.





"Design of Controls to Attenuate Loads In the Controls Advanced Research Turbine," Wright, A. D.; Balas, M. J. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 76-86; NREL Report No. CP-500-36304. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

"Design of Controls to Attenuate Loads in the Controls Advanced Research Turbine," Wright, A. D.; Balas, M. J. *Journal of Solar Energy Engineering: Transactions of the ASME*. Vol. 126, November 2004; pp. 1083–1091; NREL Report No. JA-500-37463. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado

Design Studies for Twist-Coupled Wind Turbine Blades, Locke, James and Valencia, J., SAND2004-0522, Sandia National Laboratories, June 2004.

"Development and Validation of a Semi-Empirical Wind Turbine Aeroacoustic Code." Moriarty, P. J. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 577–586; NREL Report No. CP-500-35101.

"Development of a Web Based Smart Design Tool to Assist in the Development of Remote Area Power Systems Using Renewable Technology." A.A.M. Sayigh, ed. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 5 pp.; NREL Report No. CP-500-36863.

"Effect of Load Phase Angle on Wind Turbine Blade Fatigue Damage." White, D.; Musial, W. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 45–53; NREL Report No. CP-500-36497.

"Effect of Load Phase Angle on Wind Turbine Blade Fatigue Damage." White, D. L.; Musial, W. D. *Journal of Solar Energy Engineering: Transactions of the ASME*. Vol. 126, November 2004; pp. 1050-1059; NREL Report No. JA-500-37462.

Effect of Mean Stress on the Damage of Wind Turbine Blades, Sutherland, H.J., and J.F. Mandell. JSEE, November 2004, vol. 126, no. 4, pp.1041–1049.

"Effect of Mean Stress on the Damage of Wind Turbine Blades," Sutherland, H.J., and J.F. Mandell, *2004 ASME Wind Energy Symposium*, AIAA/ASME, 2004, pp. 32–44.

"Energy Storage and Reactive Power Compensator in a Large Wind Farm." Muljadi, E.; Butterfield, C. P.; Yinger, R.; Romanowitz, H. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 114–123; NREL Report No. CP-500-36500.

"Enviornmental Impacts of Wind Energy Technology." Morrison, M. L.; Sinclair, K.; *Encyclopedia of Energy*. Elsevier Inc.; Vol. 6: pp. 435–448; NREL Report No. CH-500-33832.

Estimation of Fatigue and Extreme Load Distributions From Limited Data With Application to Wind Energy Systems, Fitzwater, LeRoy M., SAND2004-0001, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, January 2004.

Evaluation of the New B-REX Fatigue Testing System for Multi-Megawatt Wind Turbine Blades. White, D.; Musial, W.; Engberg, S. Preprint. 17 pp.; NREL Report No. CP-500-37075. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37075.pdf

Evaluation of RCAS Inflow Models for Wind Turbine Analysis. Illindala, M. S.; Piagi, P.; Zhang, H.; Venkataramanan, G.; Lasseter, R. H.; NREL Report No. TP-500-35109, 42 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04ostl/35109.pdf

Extrapolation of Extreme and Fatigue Loads Using Probabilistic Methods. Moriarty, P. J.; Holley, W. E.; Butterfield, S. P. 42 pp.; NREL Report No. TP-500-34421. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/34421.pdf

"Feasibility of Floating Platform Systems for Wind Turbines." Musial, W.; Butterfield, S.; Boone, A. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 476–486; NREL Report No. CP-500-36504.

Fluid Flow Modeling of Resin Transfer Molding for Composite Material Wind Turbine Blade Structures, Rossel, Scott M., SAND2004-0076, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, June 2004.

Future for Offshore Wind Energy in the United States: Preprint. Musial, W.; Butterfield, S. 16 pp.; NREL Report No. CP-500-36313. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04ostl/36313.pdf

Geometry and Structural Properties for the Controls Advanced Research Turbine (CART) from Model Tuning: August 25, 2003–November 30, 2003. Stol, K. A. NREL Report No. SR-500-32087, 60 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/32087.pdf

"Influence of Specific Rating on the Cost of Wind Energy." Malcolm, D. J.; Cotrell, J. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 467–475; NREL Report No. CP-500-36507.

Innovative Design Approaches for Large Wind Turbine Blades Final Report, Berry, Derek and Lockard, S., SAND2004-0074, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, May 2004.

"Insight Into Wind Turbine Stall and Post-Stall Aerodynamics." Tangler, J. L. *Wind Energy*. Vol. 7(3), July/September 2004; pp. 247–260; NREL Report No. JA-500-36198. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

Integrating Wind into Transmission Planning: The Rocky Mountain Area Transmission Study (RMATS): Preprint. Hamilton, R.; Lehr, R.; Olsen, D.; Nielsen, J.; Acker, T.; Milligan, M.; Geller, H. NREL Report No. CP-500-35969, 26 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35969.pdf

International Energy Agency Wind Turbine Round-Robin Test Task. Link, H. F.; Santos, R. NREL Report No. TP-500-36238, 41 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36238.pdf

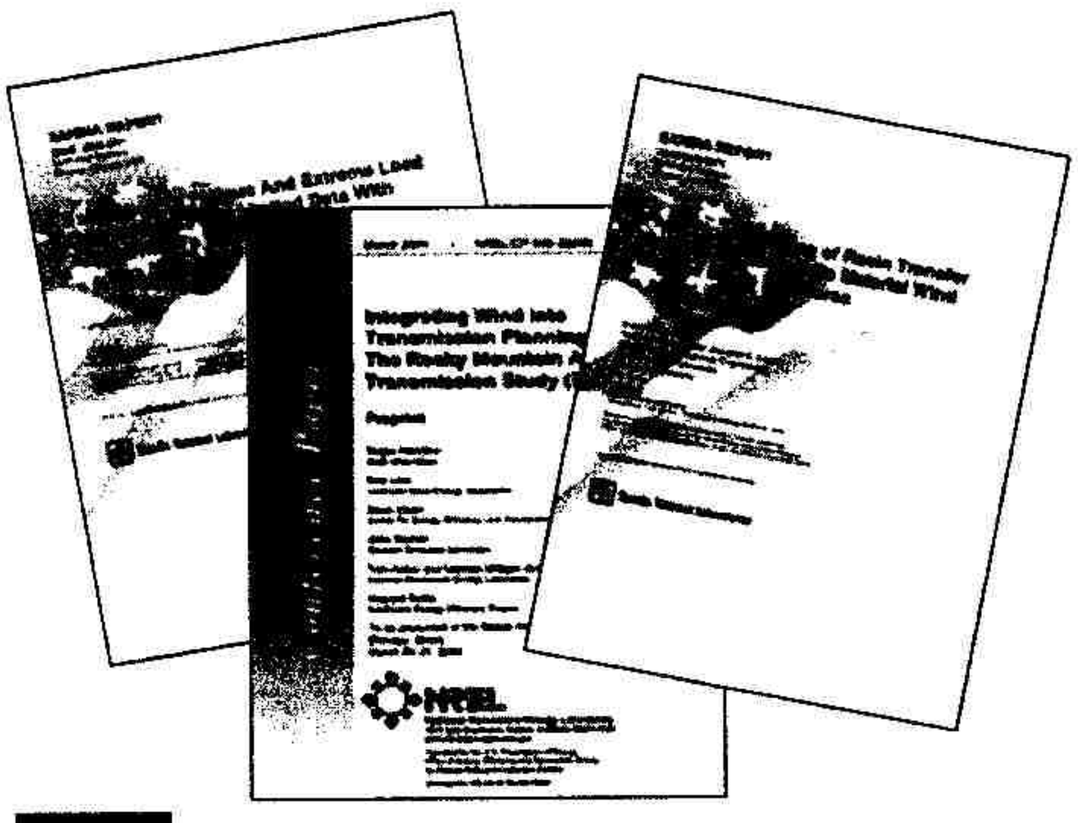
International Energy Agency Wind Turbine Round-Robin Test Task: Final Report. Link, H. F.; Santos, R. NREL Report No. TP-500-35888, 41 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36238.pdf

Job and Economic Development Impact (JEDI) Model: A User-Friendly Tool to Calculate Economic Impacts from Wind Projects; Preprint. Sinclair, K.; Milligan, M.; Goldberg, M. NREL Report No. CP-500-35953, 12 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35953.pdf

Lamar Low-Level Jet Program Interim Report. Kelley, N.; Shirazi, M.; Jager, D.; Wilde, S.; Adams, J.; Buhl, M.; Sullivan, P.; Patton, E. NREL Report No. TP-500-34593, 216 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34593.pdf

Lifting Surface and Reynolds Averaged Navier-Stokes Power Predictions for NREL's Phase VI Experiment. A.A.M. Sayigh, ed. Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 5 pp.; NREL Report No. CP-500-36870.

Load Mitigation Control Design for a Wind Turbine Operating in the Path of Vortices. Hand, M. M.; Balas, M. J. NREL Report No. CP-500-35966, 15 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04ostl/35966.pdf



Low Wind Speed Turbine Project Conceptual Design Study: Advanced Independent Pitch Control; July 30, 2002–July 31, 2004 (Revised). Olsen, T.; Lang, E.; Hansen, A.C.; Cheney, M. C.; Quandt, G.; VandenBosche, J.; Meyer, T. NREL Report No. SR-500-36755, 127 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36755.pdf

"Methods for Increasing Region 2 Power Capture on a Variable Speed HAWT." Johnson, K. E.; Fingersh, L. J. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 103–113; NREL Report No. CP-500-36499. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

"Methods for Increasing Region 2 Power Capture on a Variable-Speed Wind Turbine." Johnson, K. E.; Fingersh, L. J.; Balas, M. J.; Pao, L. Y. *Journal of Solar Energy Engineering: Transactions of the ASME*. Vol. 126(4), November 2004; pp. 1092–1100; NREL Report No. JA-500-37441. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

"Modeling of Aeroacoustic Noise from Wind Turbines." Moriarty, P. J. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 6 pp.; NREL Report No. CP-500-36859.

Modern Control Design for Flexible Wind Turbines. Wright, A. D. NREL Report No. TP-500-35816, 233 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35816.pdf

Motion Technologies CRADA CRD-03-130: *Assessing the Potential of a Mechanical Continuously Variable Transmission*. Cotrell, J. NREL Report No. TP-500-36371, 21 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36371.pdf

Multi-Flexible-Body Analysis for Application to Wind Turbine Control Design: September 10, 1999 – October 31, 2003. Lee, D.; Hodges, D. H. NREL Report No. SR-500-35228, 105 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35228.pdf

"New Developments for the NWTC's FAST Aeroelastic HAWT Simulator." Jonkman, J. M.; Buhl, M. L., Jr. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 181–191; NREL Report No. CP-500-36501.

New Method for Dual-Axis Fatigue Testing of Large Wind Turbine Blades Using Resonance Excitation and Spectral Loading. White, D. NREL Report No. TP-500-35268, 195 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35268.pdf

Northern Power Systems WindPACT Drive Train Alternative Design Study Report; Period of Performance: April 12, 2001 to January 31, 2005. Bywaters, G.; John, V.; Lynch, J.; Mattila, P.; Norton, G.; Stowell, J.; Salata, M.; Labath, O.; Chertok, A.; Hablanian, D. NREL Report No. SR-500-35524, 404 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/35524.pdf

Novel Power Electronics Systems for Wind Energy Applications: Final Report; Period of Performance: August 24, 1999 – November 30, 2002. Erickson, R.; Angkititrakul, S.; Al-Naseem, O.; Lujan, G. NREL Report No. SR-500-33396, 121 pp. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/33396.pdf

"Offshore Wind Energy Potential for the United States. A.A.M." Musial, W.; Butterfield, S. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 7 pp.; NREL Report No. CP-500-36370.

Optimization of Utility-Scale Wind-Hydrogen-Battery Systems: Preprint. Fingersh, L. J. NREL Report No. CP-500-36117, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36117.pdf

"Periodic and Non-Periodic Disturbance Accommodating Control of the Controls Advanced Research Turbine (CART)." Street, B. M.; Balas, M.; Stol, K. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 124–132; NREL Report No. CP-500-36508.

Parallel Operation of Wind Turbine, Fuel Cell, and Diesel Generation Sources: Preprint. Muljadi, E.; Wang, C.; Nehrir, M. H. NREL Report No. CP-500-35353, 9 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35353.pdf

Preliminary Assessment of Potential Avian Interactions at Four Proposed Wind Energy Facilities on Vandenberg Air Force Base, California (2004). NREL Report No. SR-500-34961, . 43 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34961.pdf

Preliminary Structural Design of Composite Blades for Two- and Three-Blade Rotors. Bir, G.; Migliore, P. NREL Report No. TP-500-31486, 37 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/31486.pdf

Progress in Implementing and Testing State-Space Controls for the Controls Advanced Research Turbine: Preprint. Wright, A. D.; Fingersh, L. J.; Stol, K. A. NREL Report No. CP-500-36818, 16 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36818.pdf

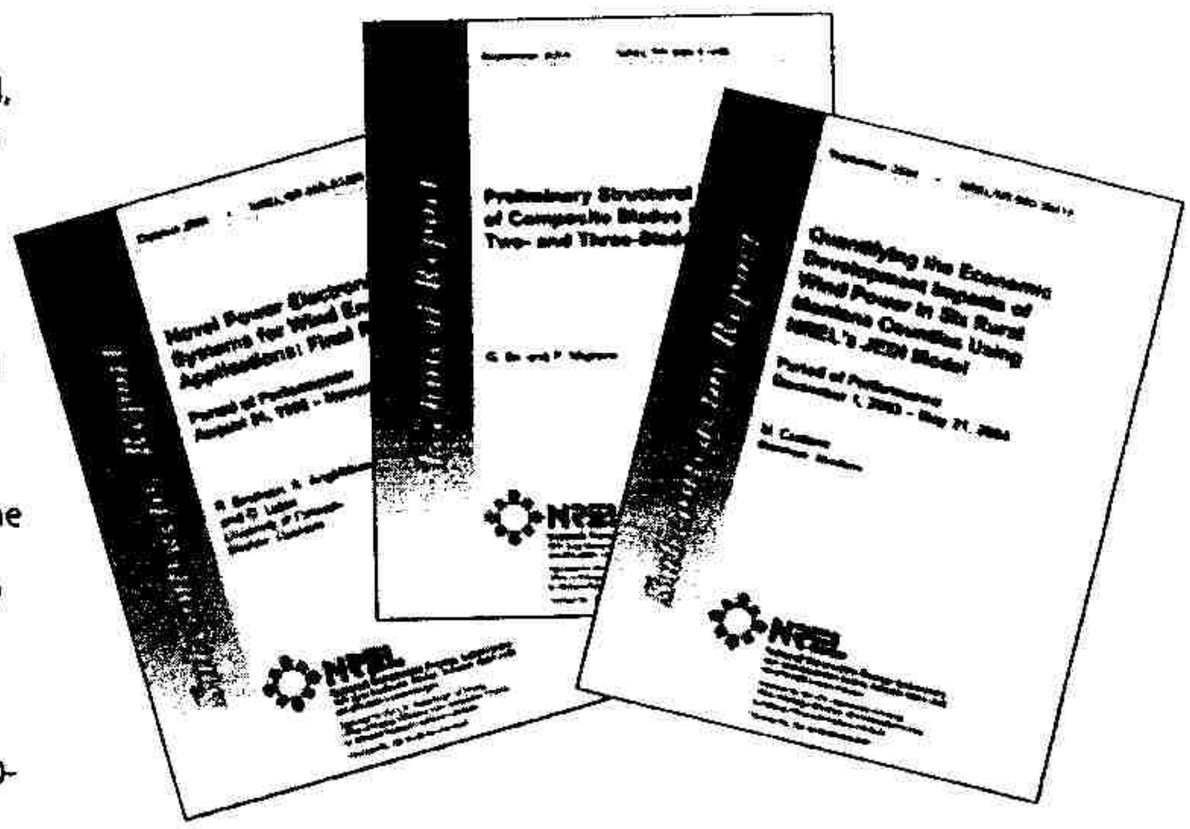
Quantifying the Economic Development Impacts of Wind Power in Six Rural Montana Counties Using NREL's JEDI Model; Period of Performance: December 1, 2003–May 31, 2004. Costanti, M. NREL Report No. SR-500-36414, 42 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36414.pdf

"Ramifications of Aeroelastic Analysis Approximations as Blade Designs Approach Stability Boundaries," Loblitz, D. *2004 ASME Wind Energy Symposium*, P. 203–210.

Renewable Energy Water Pumping Systems Handbook; Period of Performance: April 1–September 1, 2001. Argaw, N. NREL Report No. SR-500-30481, 128 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/30481.pdf

"Rotational Augmentation and Dynamic Stall in Wind Turbine Aerodynamics Experiments. A.A.M." Schreck, S. *Proceedings of the World Renewable Energy Congress VIII* (WREC 2004), 29 August–3 September 2004, Denver, Colorado (CD-ROM). [Amsterdam]: Elsevier, Ltd.; Monterey, CA: Produced by InControl Productions, Inc.; 6 pp.; NREL Report No. CP-500-36864.

San Juanico Hybrid System Technical and Institutional Assessment: Preprint. Corbus, D.; Newcomb, C.; Yewdall, Z. NREL Report No. CP-500-36270, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36270.pdf



Self Excitation and Harmonics in Wind Power Generation: Preprint. Muljadi, E.; Butterfield, C. P.; Romanowitz, H.; Yinger, R. NREL Report No. CP-500-33138, 13 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/33138.pdf

Stability Analysis of an Adaptive Torque Controller for Variable Speed Wind Turbines: Preprint. Johnson, K. E.; Pao, L. Y.; Balas, M. J.; Kulkarni, V.; Fingersh, L. J. NREL Report No. CP-500-36756, 11 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36756.pdf

"The Effect of Mean Stress on Damage Predictions for Spectral Loading of Fiberglass Composite Coupons," Sutherland, H.J., and J.F. Mandell. EWEA, *Special Topic Conference 2004: The Science of Making Torque from the Wind*, 2004, pp. 546–555.

"Tip Speed Ratio Influences on Rotationally Augmented Boundary Layer Topology and Aerodynamic Force Generation." Schreck, S.; Robinson, M. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 259–270; NREL Report No. CP-500-36506.

"Tip Speed Ratio Influences on Rotationally Augmented Boundary Layer Topology and Aerodynamic Force Generation." Schreck, S.; Robinson, M. *Journal of Solar Energy Engineering: Transactions of the ASME*. Vol. 126, November 2004; pp. 1025–1033; NREL Report No. JA-500-37453.

Tower Design Load Verification on a 1-kW Wind Turbine: Preprint. Prascher, D.; Huskey, A. NREL Report No. CP-500-37112, 10 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37112.pdf

Turbine Research Program Cold Weather Turbine Project: Period of Performance May 27, 1999 – March 31, 2004. Lynch, J.; Bywaters, G.; Costin, D.; Hoskins, S.; Mattila, P.; Stowell, J. NREL Report No. SR-500-36289, 37 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36289.pdf

"Update of the Long-Term Inflow and Structural Test Program," Sutherland, H.J., J. Zayas, A. Sterns and B. Neal, *2004 ASME Wind Energy Symposium*, AIAA/ASME, 2004, pp. 140–150.

"Updated Goodman Diagrams for Fiberglass Composite materials Using the DOE/MSU Fatigue Database," Sutherland, H.J., and J.F. Mandell. *Global Windpower 2004*, AWEA/EWEA, Paper # 18983, 12 p.

VAR Support from Distributed Wind Energy Resources: Preprint. Romanowitz, H.; Muljadi, E.; Butterfield, C. P.; Yinger, R.NREL Report No. CP-500-36210, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36210.pdf

Validation of Updated State Wind Resource Maps for the United States: Preprint. Schwartz, M.; Elliott, D. NREL Report No. CP-500-36200, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36200.pdf

Wind-Battery-Hydrogen Integration Study. Fingersh, L. J. NREL Report No. TP-500-35889, 24 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35889.pdf

"Wind Energy Economics." Milligan, M. *Encyclopedia of Energy*. Elsevier Inc.; Vol. 6: pp. 409–418; NREL Report No. CH-500-32872.

Wind Farm Power System Model Development: Preprint. Muljadi, E.; Butterfield, C. P. NREL Report No. CP-500-36199, 8 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36199.pdf

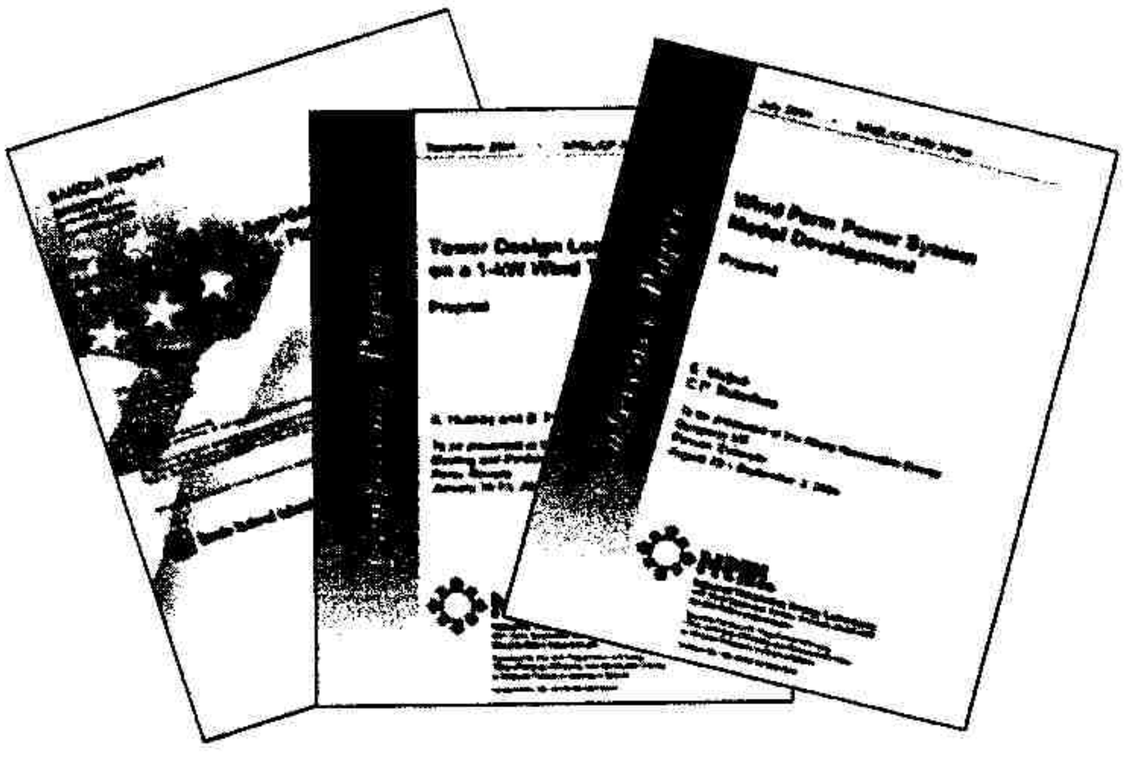
Wind Power Impacts on Electric Power System Operating Costs: Summary and Perspective on Work to Date; Preprint. Smith, J. C.; DeMeo, E. A.; Parsons, B.; Milligan, M. NREL Report No. CP-500-35946, 13 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35946.pdf

"Wind Powering America: Goals, Approach, Perspectives and Prospects." Flowers, L. T.; Dougherty, P. J. *SAMPE Journal*. Vol. 40(4), July/August 2004; pp. 44–46; NREL Report No. JA-500-36946. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

Wind Power Plant Behaviors: Analyses of Long-Term Wind Power Data. Wan, Y. H.; NREL Report No. CP-500-36551, 66 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36551.pdf

Wind Turbine Post-Stall Airfoil Performance Characteristics Guidelines for Blade-Element Momentum Methods: Preprint. Tangler, J. L.; Kocurek, J. D. NREL Report No. CP-500-36900, 13 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36900.pdf

"Wind Resource Base." Elliott, D.; Schwartz, M.; Scott, G. *Encyclopedia of Energy*. Elsevier Inc.; Vol. 6: pp. 465–479; NREL Report No. CH-500-33605.



Wind Tunnel Aeroacoustic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines; Period of Performance: August 23, 2002 through March 31, 2004. Oerlemans, S. NREL Report No. SR-500-35339, 112 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35339.pdf

Wind Tunnel Aerodynamic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines; Period of Performance: October 31, 2002–January 31, 2003. Selig, M. S.; McGranahan, B. D. NREL Report No. SR-500-34515, 156 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/34515.pdf

"Wind Tunnel Aeroacoustic Tests of Six Airfoils for Use On Small Wind Turbines." Migliore, P.; Oerlemans, S. *Journal of Solar Energy Engineering: Transactions of the ASME*. Vol. 126(4), November 2004; pp. 974–985; NREL Report No. JA-500-34470.

"Wind Tunnel Aeroacoustic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines." Migliore, P.; Oerlemans, S. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 543–556; NREL Report No. CP-500-36505.

Wind Turbine Field Testing of State-Space Control Designs: August 25, 2003–November 30, 2003. Stol, K. A.; Fingersh, L. J. NREL Report No. SR-500-35061, 39 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35061.pdf

"Wind Turbine Response to Analytic Flow Vortex Parameter Variation." Hand, M. M.; Robinson, M. C.; Balas, M. J. *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 5–8 January 2004, Reno, Nevada. New York: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. (AIAA) and American Society of Mechanical Engineers (ASME); pp. 414–423; NREL Report No. CP-500-36502.

WindPACT Rotor Design Study: Hybrid Tower Design; Period of Performance: 29 June 2000 – 28 February 2004. Malcolm, D. J. NREL Report No. SR-500-35546, 44 pp. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35546.pdf

Outreach Publications

America's Schools Use Wind Energy to Further Their Goals. Wind and Hydropower Technologies Program (Fact Sheet). (2004). 2 pp.; NREL Report No. FS-500-35512; DOE/GO-102004-1973. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35512.pdf

Job and Economic Development Impact (JEDI) Model: A User-Friendly Tool to Calculate Economic Impacts from Wind Projects (Brochure). (2004). 6 pp.; NREL Report No. BR-500-35872; DOE/GO-102004-1901.http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35872.pdf

NAWIG News: The Quarterly Newsletter of the Native American Wind Interest Group, Fall 2004. (2004). 4 pp.; NREL Report No. BR-500-35629; DOE/GO-102004-2038. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/35629.pdf

NAWIG News: The Quarterly Newsletter of the Native American Wind Interest Group, Spring 2004. (2004). 4 pp.; NREL Report No. BR-500-35445; DOE/GO-102004-1848. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35445.pdf

NAWIG News: The Quarterly Newsletter of the Native American Wind Interest Group; Summer 2004. (2004). 4 pp.; NREL Report No. BR-500-36418; DOE/GO-102004-1977. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36418.pdf

Wind Energy Finance (WEF): An Online Calculator for Economic Analysis of Wind Projects. (2004). 6 pp.; NREL Report No. BR-500-33638; DOE/GO-102004-1846. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33638.pdf

Wind Energy for Rural Economic Development. (2004). 8 pp.; NREL Report No. BR-500-33590; DOE/GO-102004-1826. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33590.pdf

Wind Powering America: Clean Energy for the 21st Century (Revised). (2004). 6 pp.; NREL Report No. BR-500-35873; DOE/GO-102004-1899. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35873.pdf

Wind Powering Native America: A Tribal Road to Renewable Energy (Video). (2004).; NREL Report No. OT-500-33137; DOE/GO-102002-1664.

Wind Power Today and Tomorrow. The 2004 Wind and Hydropower Technologies Annual Report. (2004), 32 pp. NREL Report No. BR-500-34915. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34915.pdf

Small Wind Guides

Small Wind Electric Systems: An Arizona Consumer's Guide. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-34935; DOE/GO-102004-1806. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34935.pdf

Small Wind Electric Systems: A Colorado Consumer's Guide. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-31254; DOE/GO-102004-1895. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/31254.pdf

Small Wind Electric Systems: A Guide Produced for the Tennessee Valley Authority. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-35818; DOE/GO-102004-1897. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35818.pdf

Small Wind Electric Systems: An Idaho Consumer's Guide (Revised). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36432; DOE/GO-102004-1961. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36432.pdf

Small Wind Electric Systems: A Kansas Consumer's Guide (Revision). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36249; DOE/GO-102004-1939. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36249.pdf

Small Wind Electric Systems: A Maryland Consumer's Guide. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36411; DOE/GO-102004-1956. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36411.pdf

Small Wind Electric Systems: A Montana Consumer's Guide (Revised). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36410; DOE/GO-102004-1955. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36410.pdf

Small Wind Electric Systems: A New Mexico Consumer's Guide (Revised). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36710; DOE/GO-102004-1987. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36710.pdf

Small Wind Electric Systems: A North Carolina Consumer's Guide. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-35203; DOE/GO-102004-1896. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35203.pdf

Small Wind Electric Systems: A Pennsylvania Consumer's Guide (Revised). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36711; DOE/GO-102004-1988. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36711.pdf

Small Wind Electric Systems: A U.S. Consumer's Guide (Revised). (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-36680; DOE/GO-102004-1984. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36680.pdf

Small Wind Electric Systems: A Wisconsin Consumer's Guide. (2004). 27 pp.; NREL Report No. BR-500-35120; DOE/GO-102004-1807. http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35120.pdf ♦



U.S. Department of Energy — Energy Efficiency and Renewable Energy

A Strong Energy Portfolio for a Strong America

Energy efficiency and clean, renewable energy will mean a stronger economy, a cleaner environment, and greater energy independence for America. Working with a wide array of state, community, industry, and university partners, the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy invests in a diverse portfolio of energy technologies.

Key Contacts

U.S. Department of Energy

Peter Goldman, Director
Office of Wind and Hydropower Technologies
Energy Efficiency and Renewable Energy
1000 Independence Avenue, SW, Washington, DC 20585

National Renewable Energy Laboratory

Robert Thresher, Director
National Wind Technology Center
1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401

Brian Smith, Technology Manager
Wind and Hydropower Technologies
National Wind Technology Center
1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401

Sandia National Laboratories

Paul Veers, Ph.D., Manager
Wind Energy Technology Department
P.O. Box 5800, Albuquerque, NM 87185-0708

For more information contact:

EERE Information Center
1-877-EERE-Inf (1-877-337-3463)
www.eere.energy.gov

NOTICE: This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States government. Neither the United States government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States government or any agency thereof.

Available electronically at www.doe.gov/bridge

Available for a processing fee to U.S. Department of Energy and its contractors, in paper, from:

U.S. Department of Energy
Office of Scientific and Technical Information
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
phone: 865.576.8401
fax: 865.576.5728
email: reports@adonis.osti.gov

Available for sale to the public, in paper, from:

U.S. Department of Commerce
National Technical Information Service
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161
phone: 800.553.6847
fax: 703.605.6900
email: orders@ntis.fedworld.gov
online ordering: www.ntis.gov/ordering.htm

PHOTO CREDITS: Page 2: American Electric Power/PIX 13884. Page 4: GE Energy/PIX 13887. Page 6: NREL/PIX 13886. Page 7: NREL/PIX 13888. Page 8: NREL/PIX 13956. Sandia National Laboratories/PIX 13957. Page 9: NREL/PIX 13885. NREL/PIX 13889. Page 10: SNL/PIX 13890. Page 11: NREL/PIX 13175. Page 13: Bat Conservation International/PIX 13891. Page 14: Craig Cox/PIX 11929. Page 17: Tjaden Farms/PIX 13764. NREL/PIX 12586. Sandia National Laboratories/PIX 04678

Produced for the

U.S. Department of Energy
Energy Efficiency and Renewable Energy
Bringing you a prosperous future where energy is clean, abundant, reliable, and affordable

1000 Independence Avenue, SW, Washington, DC 20585

By the National Renewable Energy Laboratory,
a DOE National laboratory

DOE/GO-102005-2115

April 2005

Printed with renewable-source ink on paper containing at least 50% wastepaper, including 20% postconsumer waste


CYPRUS
MEAN ANNUAL WIND SPEED (m/s) - 10 m

Wind Atlas - wind energy resources on the map of Finland

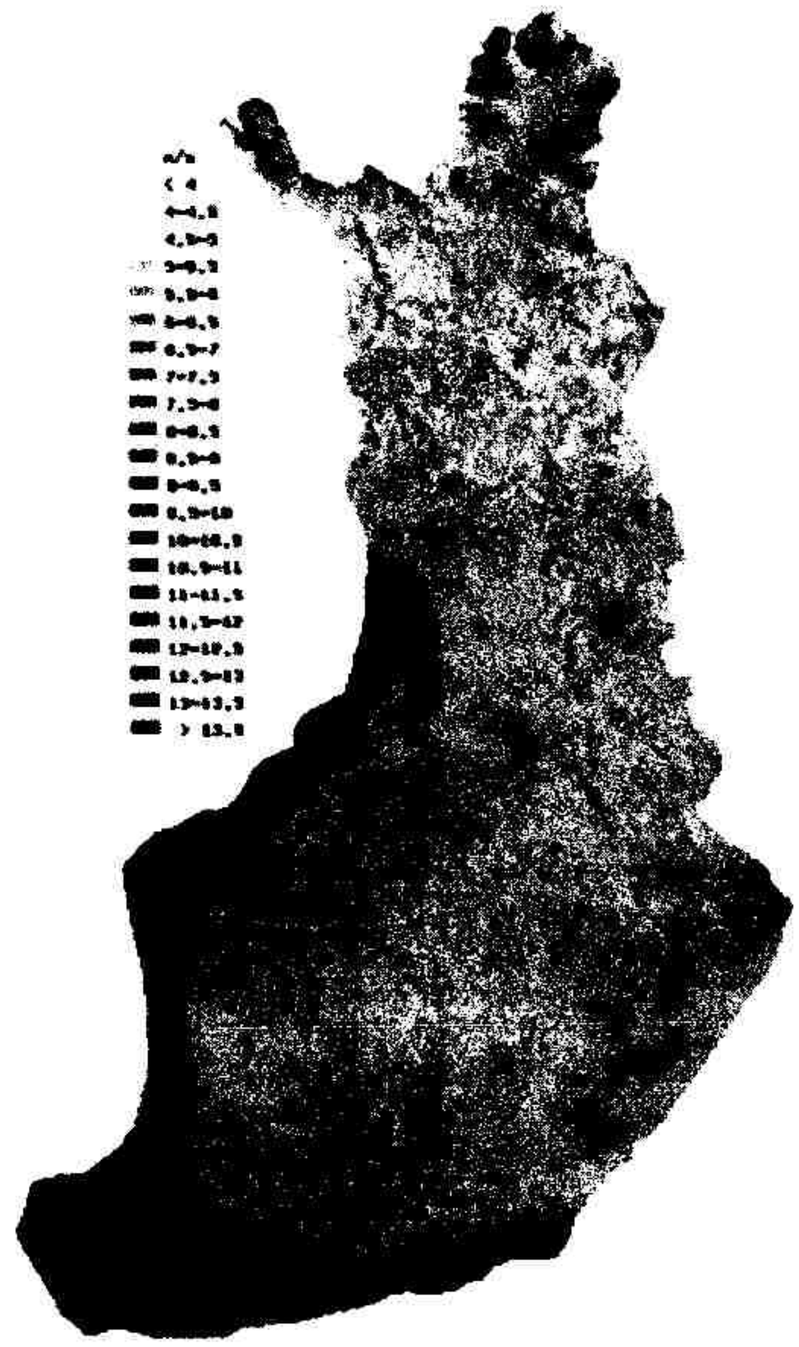
The new Finnish Wind Atlas is an important tool for estimation of the regional and local wind energy potential in Finland. The Wind Atlas contains average monthly and annual values of wind speed (m/s), potential power production (MWh) calculated for three different wind turbines (1 MW, 3 MW and 5 MW) at heights from 50 m to 400 m above sea or ground level distributed into 30 degree wind direction sectors. The detailed results are presented on interactive maps which also allow data for selected areas to be downloaded.

The Wind Atlas is produced by the European state-of-the-art numerical weather forecasting model AROME (2,5x2,5 km2 grid resolution) and by the Danish Wind Application and Analysis Program WAsP (downscaling to 250x250 m2 grid at selected areas). The WAsP data is produced as monthly means without distribution into wind direction sectors for heights from 50 m to 150 m or 200 m. The WAsP Lib-files are given for each 2,5x2,5 km2 grid.

The Wind Atlas was produced by simulating the weather of 72 selected months in the past (about 5040 days á 24 h). The months for simulation were selected on the basis of statistical analyses of the ERA40 and ERA-Interim data sets. Of the months selected, 48 months represented average wind conditions for all of Finland, 12 months represented a wind "year" and 12 months represented a "less windy year".

The impact of climate change on average wind speed and wind power potential was studied on the basis of data from numerical climate change modelling. It is estimated that annual average wind speed could increase by a few per cent during the coming decades, especially as result of the lessening of sea ice in the Bothnian Bay. However, the impact of climate change has not been taken into account in the wind speed or power production values given in the Wind Atlas.

The Wind Atlas project was ordered in 2008 by the Ministry of Employment and Economy after an international tender had been held. The Wind Atlas was produced by the Finnish Meteorological Institute, with Risoe DTU as a subcontractor (WAsP Lib-file runs). Additional wind data taken at masts and towers were provided for verification of the model results by Vaisala Oyj, WPD Finland and Ålands Vindenergi Andelslag. The project was coordinated by Motiva. The Wind



For detailed information please check the Wind Atlas Map Interface.

FullView℠

WIND ASSESSMENT

Climate Variability Analysis

RETROSPECTIVE ANALYSIS OF 25 YEARS AT

SAMPLE PROJECT X

FOR

SAMPLE CLIENT X

DATE

September 18, 2008

CONTACT
ph: 206.325.1573
fax: 206.325.1618

info@3tiergroup.com
www.3tiergroup.com

2001 Sixth Avenue, Suite 2100
Seattle, WA 98121-2534

NOTICE
Copyright ©2008 3TIER, Inc. All rights reserved. 3TIER claims a copyright in all proprietary and copyrightable text and graphics in this Report, the overall design of this Report, and the selection, arrangement and presentation of all materials in this Report. Reproduction and redistribution are prohibited without the express written permission from 3TIER. Requests for permission may be directed to info@3tiergroup.com.

3TIER

1 EXECUTIVE SUMMARY

3TIER has been retained by SAMPLE CLIENT X (CLIENT) to assess the long-term variability of the wind resource at the SAMPLE PROJECT X project. This report provides a retrospective analysis of the past 25 years of wind speed and power at SAMPLE PROJECT X. These data were derived from a mesoscale Numerical Weather Prediction (NWP) model that has been statistically calibrated to match the observed data during the measurement period at Tower MET-1 across the SAMPLE PROJECT X project. Due to long-term climate variability and/or change the historic distributions of wind and power capacity described here may not be indicative of future conditions.

The average simulated wind speed at 80 meters during the 25 years of record (January 1983 to December 2007) across all 20 turbines is **6.13** meters per second (m/s). A map showing average wind speed values across the SAMPLE PROJECT X site is displayed in Figure 1. (Table 12 contains average wind speed values for each turbine plotted in Figure 1.) The minimum of the simulated annual-mean project-average wind speed is 5.52 m/s, and the maximum is 6.54 m/s. The probability exceedance values for simulated project-average wind speed are shown below in Table 1 for 1, 5, and 10-year means.

The average simulated power capacity at 80m during the 25 years of record (January 1983 to December 2007) across all 20 turbines is **24.9%**. A map of average power capacity values across the SAMPLE PROJECT X site using the power curve for a GE 1.5sle turbine is displayed in Figure 1. (Table 12 contains average capacity factors for each turbine plotted in Figure 1.) The minimum of the simulated annual-mean project-average power capacity is 19.0%, and the maximum is 29.3%. The probability exceedance values for simulated project-average power capacity are shown below in Table 2 for 1, 5, and 10-year means.

All power capacities presented in this report are gross power capacities. No losses of any kind are included in the computation of gross power capacities.

© 2008 3TIER, Inc

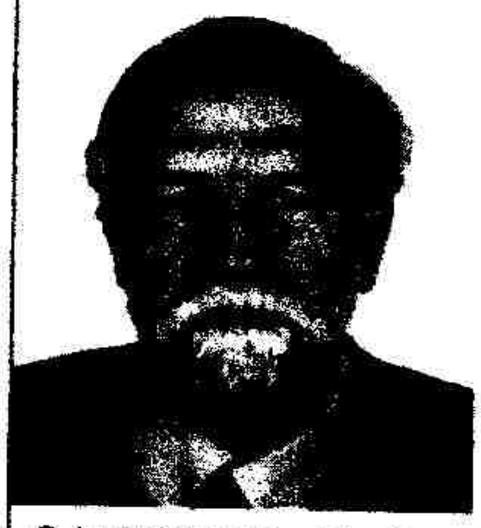
Η καθαρή ενέργεια είναι ενεργειακός χρυσός

Στρατηγική για την ενέργεια δυναμικού της Ελλάδας

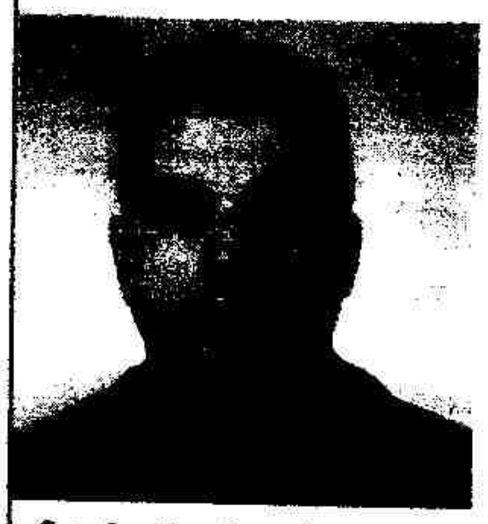
του Δρ Θεαγένη Χαραντώνη, Διευθυντή Μετεωρολογικής Σχολής ΕΜΥ
του Δρ Γεώργιου Σακελλαρίδη, Υποδιοικητή ΕΜΥ
του Βασίλη Κωστόπουλου, ΚΕΤΕΠ, Περιβαλλοντική Σκέψη



Ο Δρ Θεαγένης Χαραντώνης



Ο Δρ Γεώργιος Σακελλαρίδης



Ο κ. Βασίλης Κωστόπουλος

Η με αυξητικούς ρυθμούς χρήση των συμβατικών καυσίμων για κάλυψη των συνεχώς αυξανόμενων ενεργειακών αναγκών, έχει σαν συνέπεια την επιτάχυνση της εξάντλησης των αποθεμάτων τους και την υποβάθμιση του ατμοσφαιρικού μας περιβάλλοντος και επομένως την ανάγκη για χάραξη νέων πολιτικών και στρατηγικών που αφορούν την ενέργεια. Οι στρατηγικές αυτές συνδέονται άμεσα με την οικονομική ανάπτυξη κάθε χώρας ή ομάδας χωρών.

Ο «ενεργειακός χρυσός» στην εποχή μας δεν περιορίζεται στο πετρέλαιο, τον άνθρακα και το φυσικό αέριο αλλά επεκτείνεται και σε άλλες «λιγότερο συμβατικές» πηγές όπως το ουράνιο, που και αυτές, όπως και οι προαναφερόμενες, έχουν ημερομηνία λήξης των αποθεμάτων ή προσέγγισης ενός απαγορευτικού κόστους για την εκμετάλλευσή τους.

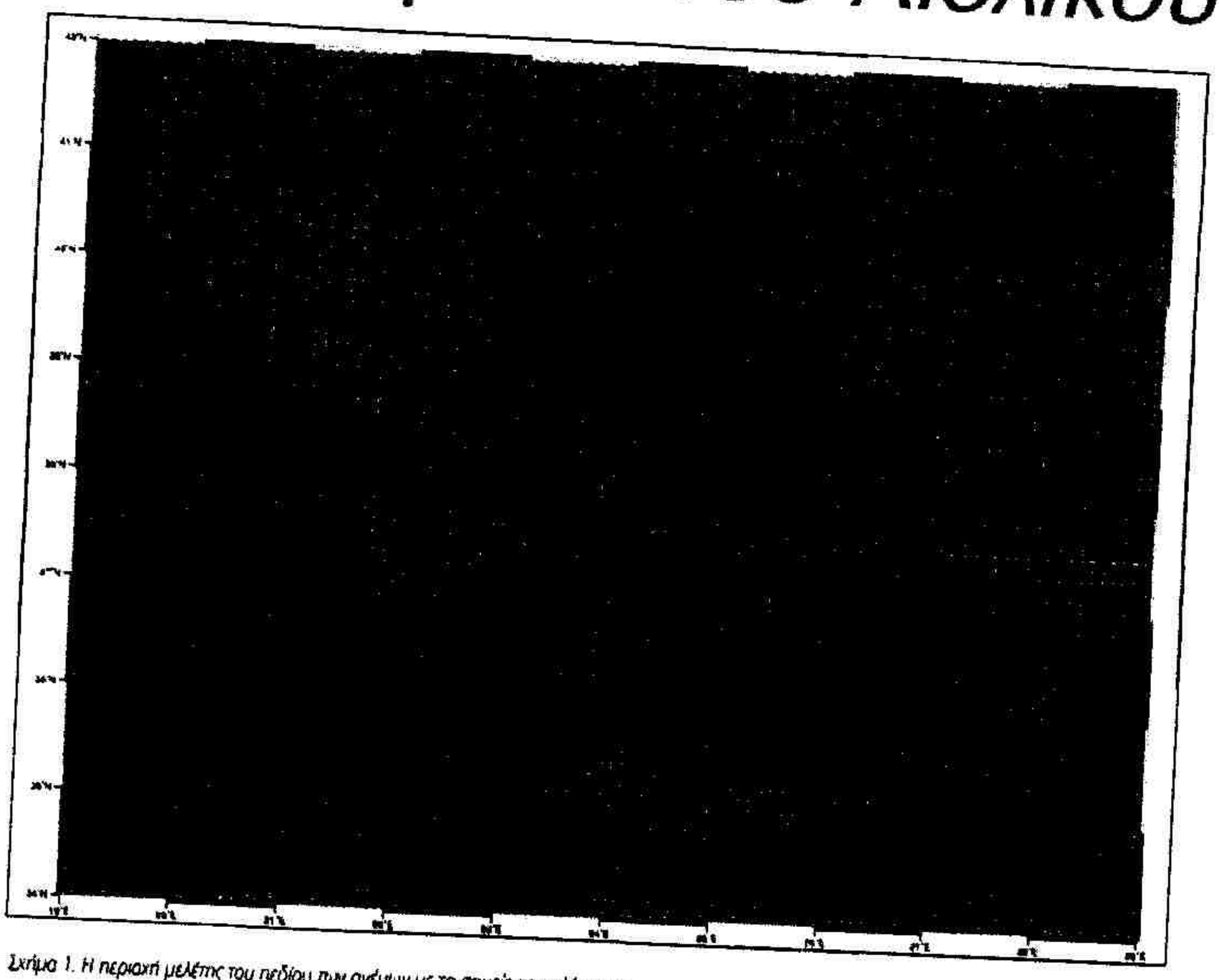
Παράλληλα, το ενεργειακό σύστημα των συμβατικών καυσίμων έχει δημιουργήσει διπλωματικές εξαρτήσεις σε παγκόσμια κλίμακα για τον απλούστατο λόγο ότι οι ενεργειακές πηγές είναι συγκεντρωμένες σε λίγες γεωγραφικές περιοχές που σταδιακά, όταν αρχίσουν να εξαντλούνται τα ενεργειακά τους αποθέματα, θα υπεισέλθουν σε μια περίοδο οικονομικής, κοινωνικής και πολιτικής αστάθειας. Την τελευταία δεκαετία μεγάλο μέρος των ερευνητικών δραστηριοτήτων της επιστημονικής κοινότητας επικεντρώνεται στην αναζήτηση ή/και βελτίωση νέας ενεργειακής τεχνολογίας, όπως οι κυψέλες υδρογόνου ή άλλων καυσίμων, τα φωτοβολταϊκά συστήματα κλπ, οι οποίες θα δώσουν την απαιτούμενη «καθαρή» ενέργεια στους καταναλωτές και μάλιστα σε τιμές προσιτές.

Ελπίδα όλων είναι η γρήγορη επίλυση των προβλημάτων που παρουσιάζει ακόμα η χρήση των νέων τεχνολογιών και η προοδευτική αναπλήρωση των συμβατικών ενεργειακών–«ακάθαρτων» πηγών.

Κατά τη χάραξη της ενεργειακής πολιτικής πρέπει να ληφθούν υπόψη αφενός οι τιμές των καυσίμων, που, δυστυχώς, επηρεάζονται με απρόβλεπτο και χαοτικό τρόπο (πχ από μια εσωτερική πολιτική αστάθεια, ένα πόλεμο, αποφάσεις κρατών ή πολυεθνικών κλπ) και αφετέρου τα προϊόντα των καύσεων που εισέρχονται στην ατμόσφαιρα, τα οποία και με τους μηχανισμούς μεταφοράς και διάχυσης, δεν ρυπαίνουν μόνο την περιοχή της πηγής αλλά το σύνολο της ατμόσφαιρας.

Ένα τέτοιο τοπίο υποχρεώνει κάθε κράτος και ιδιαίτερα εκείνα που δεν έχουν φυσικά αποθέματα συμβατικών καυσίμων, να χαράξει μια στρατηγική η οποία δεν θα αρκείται μόνο σε μάκρο – μέσο - και μίκρο σχεδιασμούς και δράσεις, αλλά και στις διαδικασίες αναθεώρησης. Το ζητούμενο μιας τέτοιας στρατηγικής είναι η βέλτιστη Ενεργειακή Αποδοτικότητα (Energy Efficiency) κάθε χώρας, που προφανώς θα συνδυάζει τους βασικούς ενεργειακούς στόχους για:

και η εκτίμηση του Αιολικού



Σχήμα 1. Η περιοχή μελέτης του πεδίου των ανέμων με το σημείο του πλέγματος

- Μείωση διοξειδίου του άνθρακα με χρήση ανανεώσιμων πηγών και νέων πιο καθαρών τεχνολογιών για παραγωγή ενέργειας
- Αδιάλειπτο ενεργειακό εφοδιασμό
- Ενεργειακή ανταγωνιστικότητα με βάση τα όποια συγκριτικά πλεονεκτήματα
- Επάρκεια ενέργειας και οικονομική ηλεκτροδότηση κάθε νοικοκυριού.

Οι παράμετροι που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τη μεθοδολογική ανάλυση για τη χάραξη της ενεργειακής στρατηγικής στη χώρα μας, είναι οι ακόλουθες:

1. Πρωτόκολλο του Κιότο

Το Πρωτόκολλο του Κιότο (με την πρόσφατη υπογραφή και της Ρωσίας) θα επηρεάσει όχι μόνο την παραγωγή της ενέργειας, αλλά και τη βιομηχανία γενικότερα, καθότι απαιτείται:

- Εφαρμογή ενός παγκόσμιου προγράμματος εμπορίας εκπομπών
- Αλλαγή προδιαγραφών για παραγωγή πιο «καθαρών» καυσίμων
- Ενσωμάτωση πιο καθαρών τεχνολογιών και συστημάτων περιβαλλοντικής διαχείρισης στη βιομηχανία (ιδιαίτερα μεθοδολογιών Εκτίμησης Κύκλου Ζωής -Life Cycle Assessment -LCA)
- Αύξηση του ποσοστού των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (για τη χώρα μας κυρίως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά) στο ενεργειακό δυναμικό
- Αύξηση του κόστους της ενέργειας, από την οποία αναμένεται να επέλθει μείωση της ζήτησης και άρα και της κατανάλωσης των υδρογονανθράκων
- Σημαντική ενίσχυση της έρευνας για χρήση του φυσικού αερίου (που γενικά θεωρείται πιο καθαρό από άλλα καύσι-



Το ηλιακό και αιολικό δυναμικό της χώρας μας είναι από τα υψηλότερα στην Ευρώπη και γι' αυτό πρέπει να αξιοποιηθούν προς όφελος των ενεργειακών αναγκών

μα), σε περισσότερους τομείς κατανάλωσης ενέργειας.

2. Η Έρευνα και Τεχνολογία

Απαιτείται η εκμετάλλευση της τεχνολογίας των Ερευνητικών Κέντρων, των ΑΕΙ, της Βιομηχανίας και η ενθάρρυνση της «παραγωγής» ευρεσιτεχνιών, στις ενεργειακές τεχνολογίες (κυψέλες καυσίμου, νέα φωτοβολταϊκά συστήματα κλπ).

3. Η βέλτιστη επιλογή θέσεων εγκατάστασης ΑΠΕ

Η υιοθέτηση μιας αξιόπιστης επιστημονικής-τεχνοκρατικής μεθοδολογίας για την εκτίμηση της διαθέσιμης ενέργειας, θα βοηθήσει σημαντικά στην επιλογή των περιοχών εγκατάστασης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, στην οποία θα στηριχθεί ο ανάλογος σχεδιασμός και η επενδυτική στρατηγική της χώρας.

Μια χρήσιμη παράμετρος αξιολόγησης που πρέπει να προσμετράται για τα συστήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, είναι η παραγόμενη και αποδιδόμενη από τα εγκατεστημένα συστήματα ενέργεια. Από αυτή θα προσδιοριστεί το ποσοστό της αποδοτικότητας τους ως προς την ονομαστική (εγκατεστημένη) ισχύ τους. Με τη σημερινή μεθοδολογία σχεδιασμού τα ποσοστά αυτά είναι πάρα πολύ μικρά για τη χώρα μας.

4. Αρμοδιότητες και ανάδειξη συνεργασιών για το σχεδιασμό

Η χρησιμοποίηση μεγάλων χρονοσειρών δεδομένων ανέμου με τα οποία καθημερινά «τροφοδοτούνται» τα ατμοσφαιρικά αριθμητικά μοντέλα, παράλληλα με τα in situ δεδομένα, επιβάλλει τη συνεργασία της ΡΑΕ με όλους τους κρατικούς φορείς, που μπορούν να συνεισφέρουν ουσιαστικά στο σχεδιασμό (ΚΑΠΕ, Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία, ΕΛΚΕΘΕ, ΑΕΙ-ΤΕΙ και Ερευνητικά Ινστιτούτα κλπ).

5. Κατασκευαστική εμπειρία

Η εμπειρία στην κατασκευή αιολικών πάρκων πρέπει να επεκταθεί και σε «κατασκευαστικές πρακτικές» για αποδοτικότερες ενεργειακά κτιριακές κατασκευές. Η εμπειρία αυτή θα μπορούσε να εξαχθεί στις γειτονικές χώρες που παρουσιάζουν μια καθυστέρηση στην εγκατάσταση αντίστοιχων συστημάτων.

6. Η εκμετάλλευση της γεωμορφολογικής θέσης της χώρας

Με το δεδομένο ότι το ηλιακό και το αιολικό δυναμικό της χώρας είναι από τα υψηλότερα στην Ευρώπη, η πολιτική της χώρας μας δεν πρέπει να παραμένει ρυθμιστική και υποστηρικτική (σε ότι αφορά τις επιδοτήσεις) αλλά να καθορίζει ένα συνολικό πλαίσιο κινήτρων με βάση επιστημονικά επιλεγμένες περιοχές υψηλής ενεργειακής απόδοσης.

Η Εκτίμηση του Αιολικού Δυναμικού της Ελλάδας

Αν P(V) είναι η αποδιδόμενη ισχύς μιας ανεμογεννήτριας, σαν συνάρτηση της ταχύτητας V, η ενέργεια W που θα παραχθεί σε ένα χρονικό διάστημα T (πχ μεταξύ των χρονικών στιγμών T1 και T2 με T=T2-



Σχήμα 2. Ισοτακείς καμπύλες μέσης ετήσιας έντασης και επικρατούσας διεύθυνσης ανέμου για την περίοδο 1990-2000 στα 10m

Τ1), δίνεται από ένα τύπο της μορφής:
όπου V(t) η ταχύτητα του ανέμου σε

$$W = \int_{T_1}^{T_2} P[V(t)]dt = \int_{T_1}^{T_2} \int_{0}^{\infty} [P(V) * f(V)]dv]dt$$

συνάρτηση του χρόνου από τη στιγμή Τ1 μέχρι τη στιγμή Τ2 και f(V) η συχνότητα του ανέμου. Ο τύπος αυτός δίνει την μέση αποδιδόμενη ενέργεια της ανεμογεννήτριας κατά τη χρονική περίοδο Τ, όταν είναι γνωστές οι συναρτήσεις F(V) και P(V). Η F(V) εξαρτάται μόνο από τα ανεμολογικά στοιχεία στο σημείο εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας και η P(V) μόνο από τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας.
Από τα παραπάνω προκύπτει ότι ο ακριβής υπολογισμός της f(V) θα οδηγήσει σε ασφαλή συμπεράσματα αναφορικά με το αν πρέπει να γίνει η επένδυση εγκατάστασης ανεμογεννητριών σε ένα τόπο και το είδος της ανεμογεννήτριας που θα απέδιδε περισσότερο σ' αυτό. Η μετεωρολογική κοινότητα γνωρίζει ότι ο άνεμος εντός του οριακού στρώματος παρουσιάζει πολύ μεγάλη χωροχρονική μεταβλητότητα ακόμα και σε περιοχές ομαλής τοπογραφίας. Για την εξαγωγή αξιόπιστων συμπερασμάτων σχετικά με τις αιολικές παραμέτρους ενός τόπου, απαιτούνται επομένως μεγάλες χρονοσειρές με ακριβή ανεμολογικά δεδομένα, από ένα όσο το δυνατό πυκνότερο δίκτυο παρατηρήσεων και μάλιστα σε αρκετές υψομετρικές στάθμες κοντά στο έδαφος.

Στη χώρα μας, εξαιτίας της πολυπλοκότητας του ανάγλυφου, οι διακυμάνσεις της έντασης του ανέμου είναι μεγαλύτερες και έτσι τόσο το μέγεθος των χρησιμοποιούμενων χρονοσειρών όσο και η πυκνότητα του δικτύου παρατηρήσεων θα πρέπει να είναι ακόμα μεγαλύτερα. Στη μέχρι τώρα πρακτική, η αξιολόγηση των θέσεων για εγκατάσταση αιολικών μονάδων στηρίζεται στα αποτελέσματα υπολογιστικού μοντέλου με χρήση σημειακών χρονοσειρών του ανέμου του δικτύου του ΚΑΠΕ.
Στην παρούσα εργασία, υπολογίσθηκε η ένταση και η διεύθυνση του ανέμου σε ένα πλέγμα με 8181 σημεία (=81*101), που καλύπτουν τη χώρα μας (περιοχή μεταξύ των παραλλήλων 34ΓΝ και 42ΓΝ και των μεσημβρινών 19ΓΕ και 29ΓΕ, σχήμα 1) ανά 0.1° κατά γεωγραφικό μήκος και πλάτος. Για τον υπολογισμό χρησιμοποιήθηκε το πεδίο του ανέμου (ένταση και διεύθυνση) των αναλύσεων του Ευρωπαϊκού Κέντρου Μεσοπρόθεσμων Προγνώσεων (European Center for Medium Range Weather Forecast (ECMWF)). Ως γνωστό τα ανεμολογικά αυτά πεδία προκύπτουν από την εκτέλεση του παγκόσμιου ατμοσφαιρικού μοντέλου σε ένα διάστημα χρόνου (συνήθως 12 ωρών) όπου η ροή του πεδίου του ανέμου τροποποιείται με βάση τις εισερχόμενες μετεωρολογικές παρατηρήσεις κάθε μορφής από το παγκόσμιο δίκτυο παρατηρήσης (σταθμοί εδάφους και ανώτερης ατμόσφαιρας, παρατηρήσεις δορυφόρων, ραντάρ, πλοίων κλπ). Στα αποτελέσματα του παραπάνω μοντέλου βασίζονται οι προγνώσεις των Ευρωπαϊκών Μετεωρολογικών Υπηρεσιών και σ' αυτό οφείλεται (κατά κύριο λόγο) η αύξηση της αξιοπιστίας των προγνώσεων την τελευταία 20ετία.

Για κάθε ένα σημείο του προαναφερόμενου πλέγματος και στις στάθμες των 10, 30, 60 και 100m υπολογίστηκαν ανά εξάωρο κάθε ημέρας της περιόδου από 1-1-1991 μέχρι και 31-12-2000 (συνοπτικές ώρες 00, 06, 12 και 18UTC) οι συνιστώσες U και V του ανέμου και από αυτές το μέτρο (ένταση) και οι συχνότητες (απλές και αθροιστικές) στα προανα-



Σχήμα 3. Ισοτοχείς καμπύλες μέσης ετήσιος έντασης και επικρατουσας διεύθυνσης ανέμου για την περίοδο 1990-2000 στα 30m

φερόμενα ύψη σε παράθυρα 0.1m/sec. Με βάση τα αναλυτικά στοιχεία και τις παραπάνω συχνότητες εκτιμήθηκαν και οι κύριες ανεμολογικές παράμετροι που χαρτογραφούν το αιολικό δυναμικό της χώρας.

Η εμπειρία στην κατασκευή αιολικών πάρκων πρέπει να επεκταθεί και σε «κατασκευαστικές πρακτικές» για αποδοτικότερες ενεργειακά κτιριακές κατασκευές. Η εμπειρία αυτή θα μπορούσε να εξαχθεί στις γειτονικές χώρες που παρουσιάζουν μια καθυστέρηση στην εγκατάσταση αντίστοιχων συστημάτων

Στα σχήματα 2 και 3 έχουν χαραχθεί οι ισοταχείς του ανέμου (με βήμα χάραξης τα 0.5m/sec), καθώς και οι «μέσες διευθύνσεις» για τα ύψη των 10m και 30m αντίστοιχα.

Τα γενικά συμπεράσματα από τα σχήματα αυτά είναι:

α. Μέσες ετήσιες ταχύτητες του ανέμου μεγαλύτερες από 4m/sec, συναντούνται σχεδόν μόνο στις θαλάσσιες περιοχές (στα ηπειρωτικά μόνο η Αττική, η νότια Εύβοια και ο Μαλέας πληρούν την παραπάνω συνθήκη), τόσο στα 10m όσο και στα 30m.

β. Οι «επενδυτικά» ευνοϊκές περιοχές, είναι αυτές του Αιγαίου, όπου ακόμα και η καμπύλη των 6m/sec περικλείει μια μεγάλη περιοχή μέσα στην οποία περιλαμβάνονται και περιοχές (π.χ. Κυκλάδες στα 30m) με μέση ένταση ανέμου που ξεπερνά τα 7.5m/sec.

γ. Οι πολύ μικρές μέσες ετήσιες τιμές του ανέμου στην ηπειρωτική χώρα (χαμηλή ενεργειακή απόδοση) καθιστούν τις επενδύσεις ανασφαλείς λόγω μεγάλου χρόνου απόσβεσης.

δ. Με το δεδομένο ότι η τοπογραφία της χώρας μας ευνοεί την ανάπτυξη τοπικών ανέμων (καναλισμός, καταβατικοί άνεμοι κλπ) απαιτείται περαιτέρω έρευνα κυρίως για τις περιοχές μεταξύ των ισοταχών 3 και 4 m/s με τη χρήση ατμοσφαιρικών μοντέλων τοπικής κυκλοφορίας-ροής. **ET**

«Η μεθοδολογία υπολογισμού του Ανέμου για τη δημιουργία βιώσιμων αιολικών πάρκων»

Συνέδριο ΤΕΕ με θέμα: «Ενέργεια: Σημερινή εικόνα – Σχεδιασμός – Προοπτικές», Ξενοδοχείο DIVANI CARAVEL 8, 9 και 10 Μαρτίου 2010.

Δρ. Γεώργιος Σακελλαρίδης, τ. Υποδιοικητής και Διευθυντής Ερευνών ΕΜΥ (1992-2005),
Βασίλης Κωστόπουλος, Σμήναρχος (ε.α) Μετεωρολόγος, συνεργαζόμενος ερευνητής στη Μονάδα Διαστημικών Προγραμμάτων του Ε.Κ. Αθηνά¨,
Δρ. Θεαγένης Χαραντώνης, Διευθυντής Ερευνών ΕΜΥ.

Περίληψη

Οι άνεμοι της τρισδιάστατης ατμόσφαιρας και ειδικότερα οι επιφανειακοί άνεμοι παρουσιάζουν μεγάλη χωρική και χρονική μεταβλητότητα, που συνδέεται με το ανάγλυφο και την όλη δομή της τρισδιάστατης ατμοσφαιρικής ροής. Στη διεθνή μετεωρολογική πρακτική η εκτίμηση του ανεμολογικού πεδίου είναι ένα μέρος της διαδικασίας που προετοιμάζει τα δεδομένα εισόδου στα ατμοσφαιρικά μοντέλα πρόγνωσης. Η διαδικασία αυτή καλείται ανάλυση των δεδομένων και περιλαμβάνει σε πρώτο επίπεδο τη συλλογή κάθε διαθέσιμης μετεωρολογικής πληροφορίας ως και τη πρωταρχική διόρθωση των σφαλμάτων .Σε δεύτερο επίπεδο τη δημιουργία της 4-DVAR ανάλυσης των δεδομένων. Η διαδικασία της ανάλυσης δημιουργεί τις αρχικές συνθήκες για τα επιχειρησιακά ατμοσφαιρικά μοντέλα πρόγνωσης της ατμοσφαιρικής ροής. Στο στάδιο αυτό με την βοήθεια των μοντέλων πρόγνωσης οι εξισώσεις ολοκληρώνονται σε χρονικά διαστήματα προς τα εμπρός και πίσω (forward - backward) με σκοπό την εισαγωγή όλων των διατιθέμενων παρατηρήσεων εντός των χρονικών διαστημάτων και την διόρθωση της ανάλυσης της χρονικής στιγμής που αρχίζει η ολοκλήρωση των εξισώσεων. Γενικά το δεύτερο επίπεδο δημιουργεί την ανάλυση. Οι χρονοσειρές της ανάλυσης του πεδίου του ανέμου χρησιμοποιούνται για τη κλιματολογία του ανέμου στη κλίμακα της ανάλυσης.

Στη παρούσα εργασία προτείνεται μια περαιτέρω προσαρμογή του ανέμου στα φυσιογνωμικά χαρακτηριστικά της προς εξέταση περιοχής με τη χρήση μη υδροστατικών μοντέλων όπως το LM-COSMO, το RAMS , το Aladin, το MF5 με σκοπό βέλτιστη προσέγγιση του ανεμολογικού πεδίου της προς εξέταση περιοχής. .

Εισαγωγή

Οι άνεμοι της τρισδιάστατης ατμόσφαιρας και ειδικότερα οι επιφανειακοί άνεμοι παρουσιάζουν μεγάλη χωρική και χρονική μεταβλητότητα, που συνδέεται με το ανάγλυφο και την όλη δομή της τρισδιάστατης ατμοσφαιρικής ροής. Στη χώρα μας, εξαιτίας της πολυπλοκότητας του ανάγλυφου, οι διακυμάνσεις της έντασης και τις διεύθυνσης του ανέμου είναι μεγαλύτερες και έτσι τόσο το μέγεθος των χρησιμοποιούμενων χρονοσειρών αλλά και η πυκνότητα του δικτύου ανεμολογικών παρατηρήσεων θα πρέπει να είναι ακόμα μεγαλύτερα. Στη διεθνή μετεωρολογική πρακτική έχει καθιερωθεί εδώ και δεκαετίες μια συγκεκριμένη μεθοδολογία προσέγγισης του ανεμολογικού πεδίου σε τρία επίπεδα.

Παγκόσμιο Σύστημα Παρατήρησης

Το πρώτο επίπεδο είναι η συλλογή όλων των μετεωρολογικών παρατηρήσεων από το Παγκόσμιο Σύστημα Παρατήρησης (GLOBAL OBSERVING SYSTEM-GOS). Το παγκόσμιο σύστημα παρατήρησης παρέχει από τη γη και το διάστημα παρατηρήσεις από την ατμόσφαιρα, τους ωκεανούς και την επιφάνεια του εδάφους. Η οργάνωση του παγκόσμιου συστήματος παρατήρησης και των συστατικών του είναι υπό την ευθύνη του Παγκόσμιου Μετεωρολογικού Οργανισμού (World Meteorological Organization-WMO). Με τον όρο μετεωρολογική παρατήρηση αναφερόμαστε στη μέτρηση των συνθηκών του περιβάλλοντος και στις τιμές των διαφόρων περιβαλλοντικών παραμέτρων (άνεμος, θερμοκρασία, ατμοσφαιρική πίεση, υδρομετέωρα, ηλιακή ακτινοβολία, νέφωση) που ισχύουν σε διάφορα σημεία του πλανήτη. Οι παρατηρήσεις ακολουθούν ενιαία τεκμηρίωση αλλά και χρόνο εκτέλεσης για όλες τις χώρες του Παγκόσμιου Μετεωρολογικού Οργανισμού και χρησιμοποιούνται για τη συνεχή παρακολούθηση του καιρού αλλά και τη πρόγνωση του αφού τροφοδοτούν τις αρχικές συνθήκες των αριθμητικών μοντέλων καιρού. Οι χρονοσειρές των παρατηρήσεων χρησιμοποιούνται για εφαρμογές του κλίματος, συμπεριλαμβανομένης της ανίχνευσης και της εξέλιξης των αλλαγών στο παγκόσμιο κλιματολογικό σύστημα σε μια μακροπρόθεσμη βάση.

Σε ότι αφορά τις τεχνολογίες/υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στο Παγκόσμιο Σύστημα Παρατήρησης και παρέχουν μετρήσεις των μετεωρολογικών παραμέτρων (και ανέμου) αυτές περιλαμβάνουν:

- Τις παρατηρήσεις της επιφάνειας της γης από ένα αριθμό 11.000 περίπου μετεωρολογικών σταθμών επιφανείας.

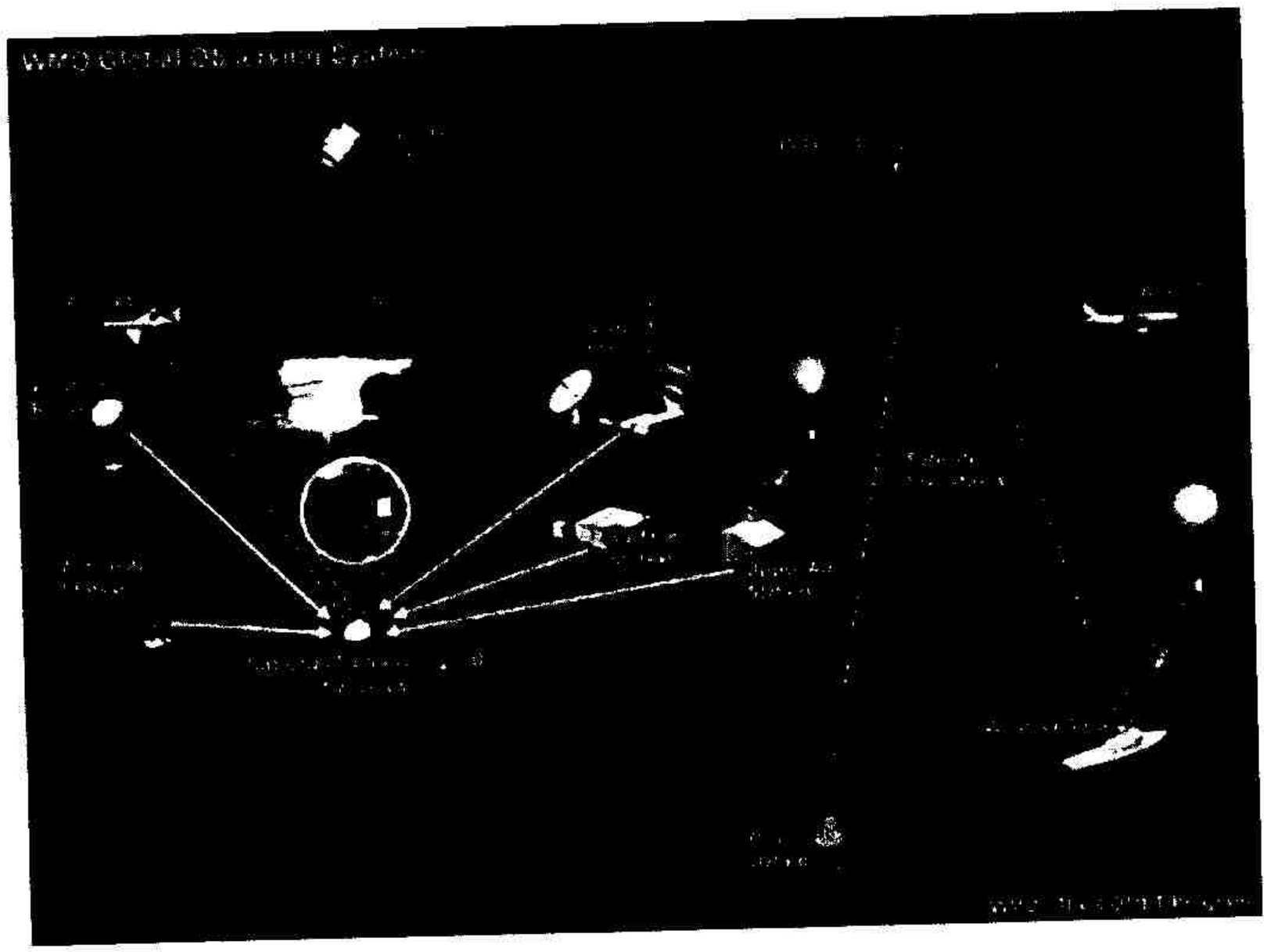
- Τις παρατηρήσεις ανώτερης ατμόσφαιρας από ένα δίκτυο 900 περίπου σταθμών ανώτερης ατμόσφαιρας οι οποίοι χρησιμοποιώντας ειδικό εξοπλισμό αισθητήρων που εξαπολύεται με μικρά αερόστατα (μπαλόνια) και επικοινωνεί με επίγεια συστήματα radar κάνουν παρατηρήσεις κάθε 12 ώρες (0000UTC και 1200UTC).

- Τις ωκεάνιες παρατηρήσεις από ένα αριθμό πλοίων που διεξάγουν αντίστοιχες παρατηρήσεις με αυτές του δικτύου των σταθμών της επιφανείας της γης. Σε αρκετές θάλασσες (κυρίως κοντά στις ακτές) έχουν εγκατασταθεί ειδικοί πλωτήρες αλλά και παρασυρόμενοι από τα θαλάσσια ρεύματα σημαντήρες.

- Τις παρατηρήσεις από 3000 περίπου πολιτικά αεροσκάφη που κατά τη διάρκεια των πτήσεων καταγράφουν με ειδικά όργανα άνεμο και θερμοκρασία σε διάφορα ύψη

- Τις παρατηρήσεις από το σύστημα δορυφόρων παρατήρησης που αποτελείται από Γεωστατικούς Δορυφόρους και Δορυφόρους πολικής τροχιάς.

- Τις παρατηρήσεις από άλλες πλατφόρμες παρατήρησης όπως οι μετρητικές συσκευές για τις παλίρροιες, τα επίγεια συστήματα αισθητήρων για τη μέτρηση της κατακόρυφης κατατομής του ανέμου (wind profilers) και τα μετεωρολογικά RADAR τεχνολογίας Doppler που εκτός από μετρήσεις υετού (υδρομετεώρων) παρέχει μετρήσεις ταχύτητας ανέμου.

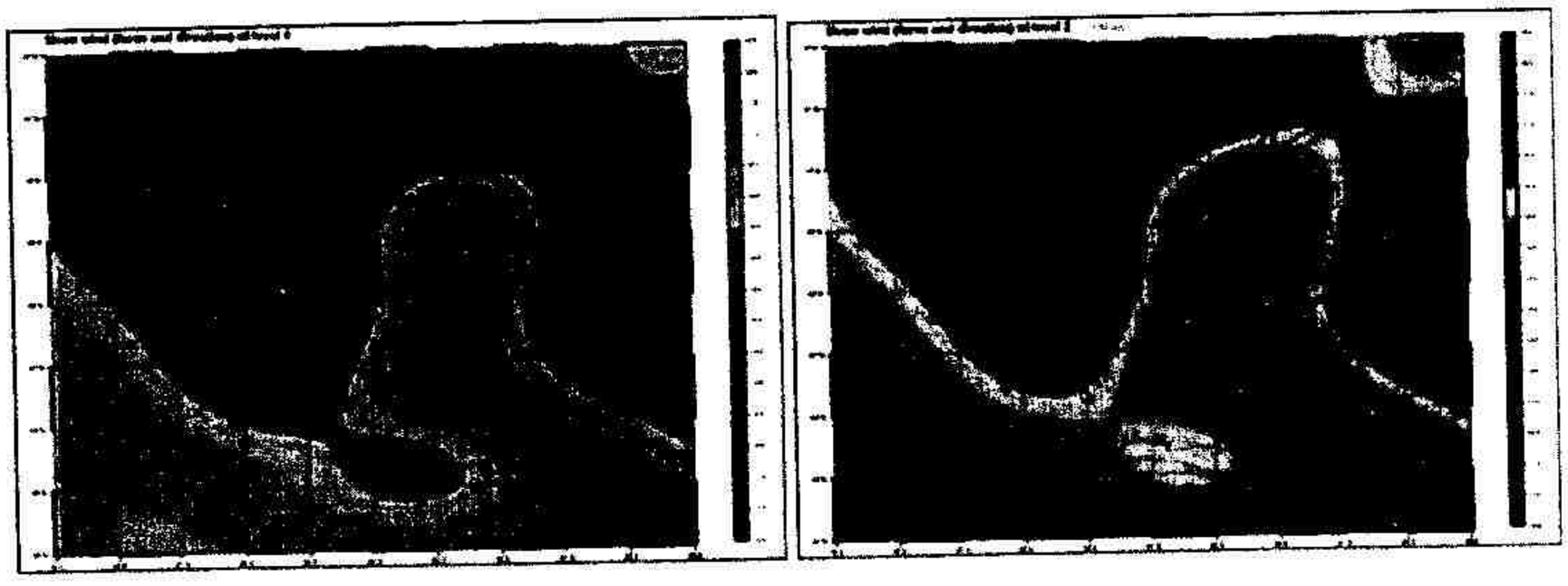


Σχήμα 1: Παγκόσμιο Σύστημα Παρατήρησης

Ανάλυση δεδομένων

Το δεύτερο επίπεδο είναι η συγκέντρωση όλων των παρατηρήσεων της ίδιας χρονικής στιγμής και δημιουργία της 4-DVAR ανάλυσης των δεδομένων. Η διαδικασία της ανάλυσης δημιουργεί τις αρχικές συνθήκες για τα επιχειρησιακά ατμοσφαιρικά μοντέλα πρόγνωσης της ατμοσφαιρικής ροής. Στο στάδιο αυτό με την βοήθεια των μοντέλων πρόγνωσης οι εξισώσεις ολοκληρώνονται σε χρονικά διαστήματα προς τα εμπρός και πίσω (forward - backward) με σκοπό την εισαγωγή όλων των διατιθέμενων παρατηρήσεων εντός των χρονικών διαστημάτων και την διόρθωση της ανάλυσης της χρονικής στιγμής που αρχίζει η ολοκλήρωση των εξισώσεων. Το δεύτερο επίπεδο δημιουργεί τις αρχικές συνθήκες που χρησιμοποιούνται για το τρέξιμο των παγκόσμιων αριθμητικών μοντέλων καιρού. Οι χρονοσειρές της ανάλυσης του πεδίου του ανέμου χρησιμοποιούνται για τη κλιματολογία του ανέμου στη κλίμακα της ανάλυσης. Χρησιμοποιώντας την ανάλυση του παγκόσμιου μοντέλου που τρέχει στο Ευρωπαϊκό Κέντρο Μεσοπρόθεσμων προγνώσεων Καιρού (European Center for Medium Range Weather Forecast- ECMWF) για μια δεκαετία, υπολογίσθηκε η ένταση και η διεύθυνση του ανέμου σε ένα πλέγμα με 8181 σημεία (=81*101), που καλύπτουν τη χώρα μας. Στα αποτελέσματα του παραπάνω μοντέλου βασίζονται οι προγνώσεις των Ευρωπαϊκών Μετεωρολογικών Υπηρεσιών και σε αυτό οφείλεται (κατά κύριο λόγο) η αύξηση της αξιοπιστίας των προγνώσεων τη τελευταία 20ετία.

Για κάθε ένα σημείο του προαναφερόμενου πλέγματος και στις στάθμες των 10, 30, 60 και 100m υπολογίστηκαν ανά εξάωρο κάθε ημέρας της περιόδου από 1-1-1991 μέχρι και 31-12-2000 (συνοπτικές ώρες 00, 06, 12 και 18 UTC) οι συνιστώσες U και V του ανέμου και από αυτές το μέτρο (ένταση) και η επικρατούσα διεύθυνση.

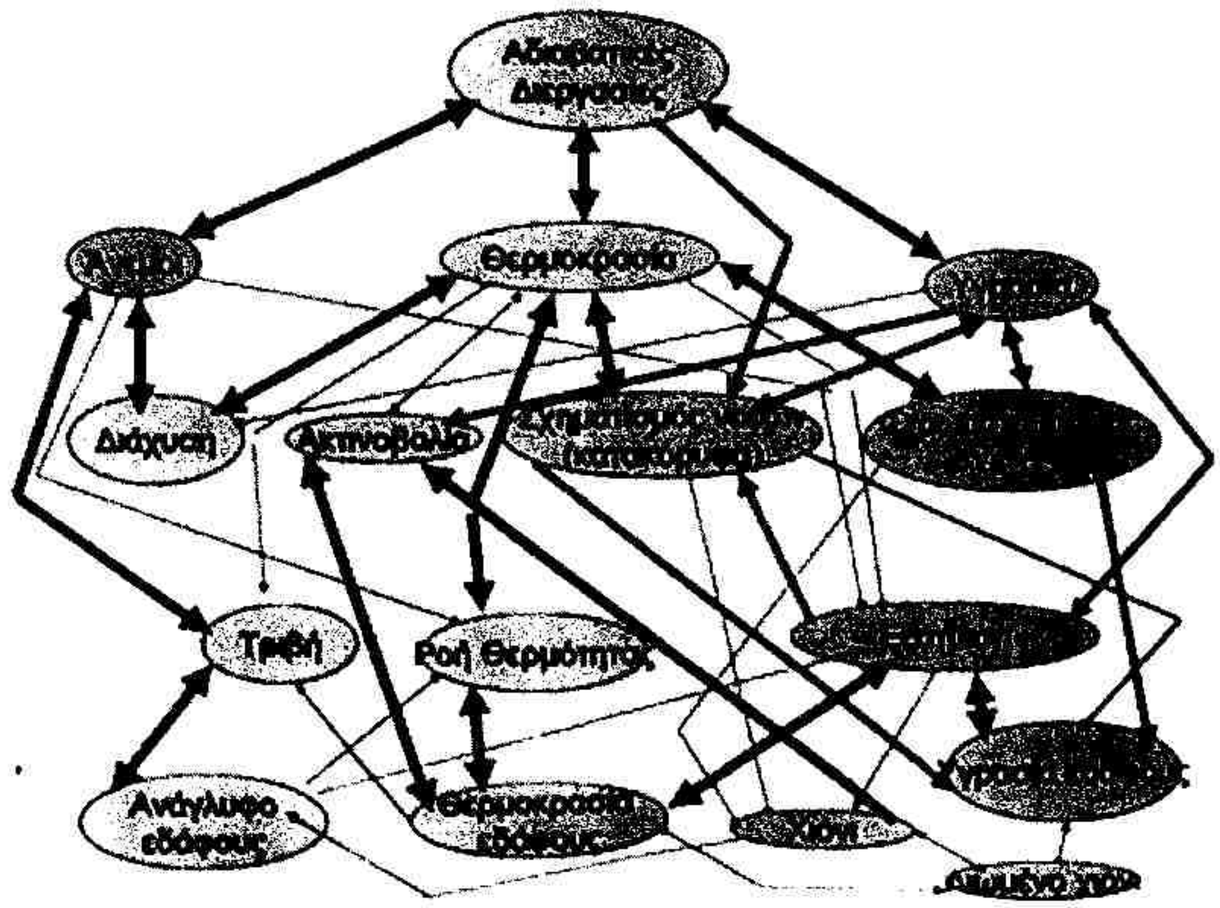


Σχήμα 2: Κλιματολογία αιολικού δυναμικού από τις αρχικές συνθήκες της περιόδου 1990-2000 του Ευρωπαϊκού Μοντέλου στα 30 και στα 100 μέτρα

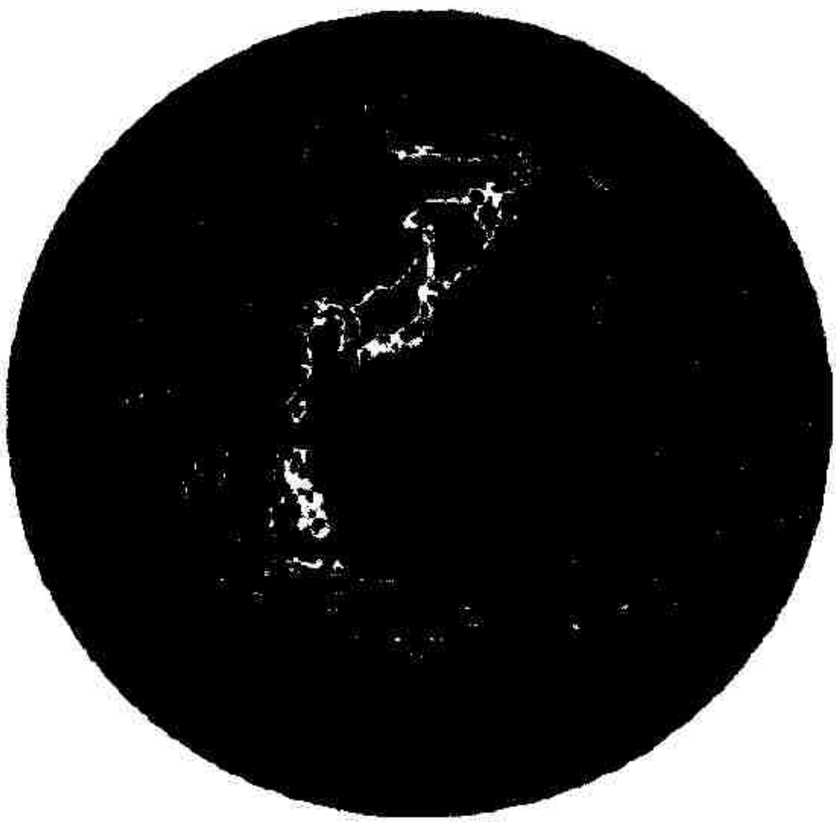
Αριθμητικά Μοντέλα Καιρού

Το τρίτο επίπεδο είναι η μοντελοποιήση του ανέμου με επιχειρησιακά μοντέλα μικρής κλίμακας όπως το LM-COSMO, το RAMS , το Aladin, το MF5 με σκοπό τη περαιτέρω προσαρμογή στη κλίμακα του ανεμολογικού πεδίου της προς εξέταση περιοχής.

Με τον όρο **Αριθμητικό Μοντέλο Καιρού,** εννοούμε ένα **«κλειστό» σύστημα εξισώσεων** που «μοντελοποιούν» την εξέλιξη των ατμοσφαιρικών – φυσικών φαινομένων. Οι εξισώσεις αυτές είναι μια εφαρμογή των εξισώσεων της υδροδυναμικής στην ατμόσφαιρα με τις φυσικές διεργασίες που συμβαίνουν σε αυτή (σχήμα 3). Ορισμένες από τις εξισώσεις έχουν σαν μεταβλητή τον χρόνο και μάλιστα η μεταβολή των παραμέτρων δίνεται σαν συνάρτηση της μεταβολής dt (ή Δt) του χρόνου και κατά την επίλυση των εξισώσεων γίνεται η παραδοχή ότι «τα πάντα συμβαίνουν» σε διακριτές χρονικές στιγμές, που «απέχουν» μεταξύ τους κατά Δt. Επειδή η μεγάλη διακριτική ικανότητα στα παγκόσμιας κλίμακας μοντέλα, καθιστά τον αριθμό των σημείων του πλέγματος (σχήμα 4) τεράστιο και επομένως χρονοβόρα την επίλυσή τους, τα τελευταία χρόνια γίνεται ολοένα και μεγαλύτερη χρήση των Περιοχικών Μοντέλων, γνωστών και σαν LAM (Limited Area Models). Η λειτουργία των LAM έγκειται στην επιλογή μιας σχετικά μικρής περιοχής ενδιαφέροντος στην οποία χρησιμοποιείται 'πυκνό' πλέγμα, με μικρή διακριτική ικανότητα. Το σύστημα των εξισώσεων λύνεται στα σημεία του νέου πλέγματος, με την παραδοχή ότι στα άκρα της περιοχής του τοπικού μοντέλου, η λύση ταυτίζεται με αυτήν του παγκόσμιου μοντέλου, δίνοντας με τον τρόπο αυτό τις απαιτούμενες συνοριακές συνθήκες (Boundary Conditions).



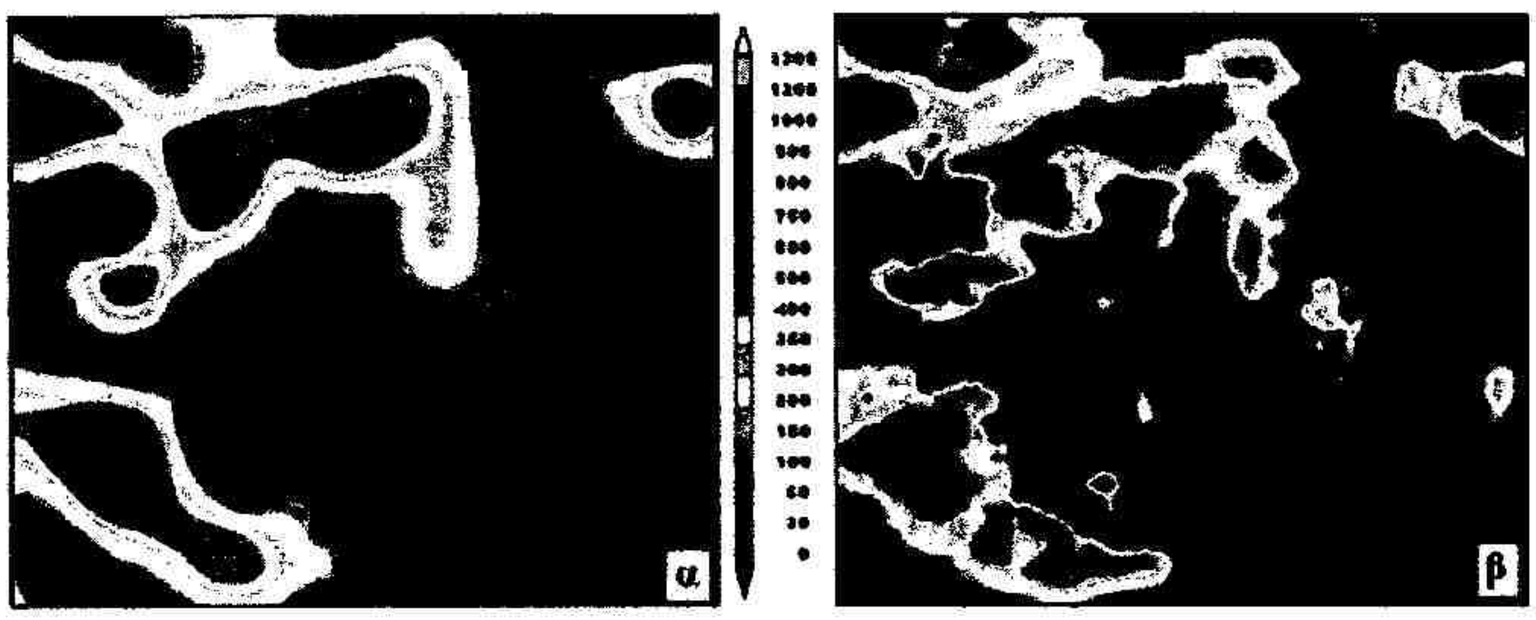
Σχήμα 3: Φυσικές διεργασίες των αριθμητικών μοντέλων καιρού



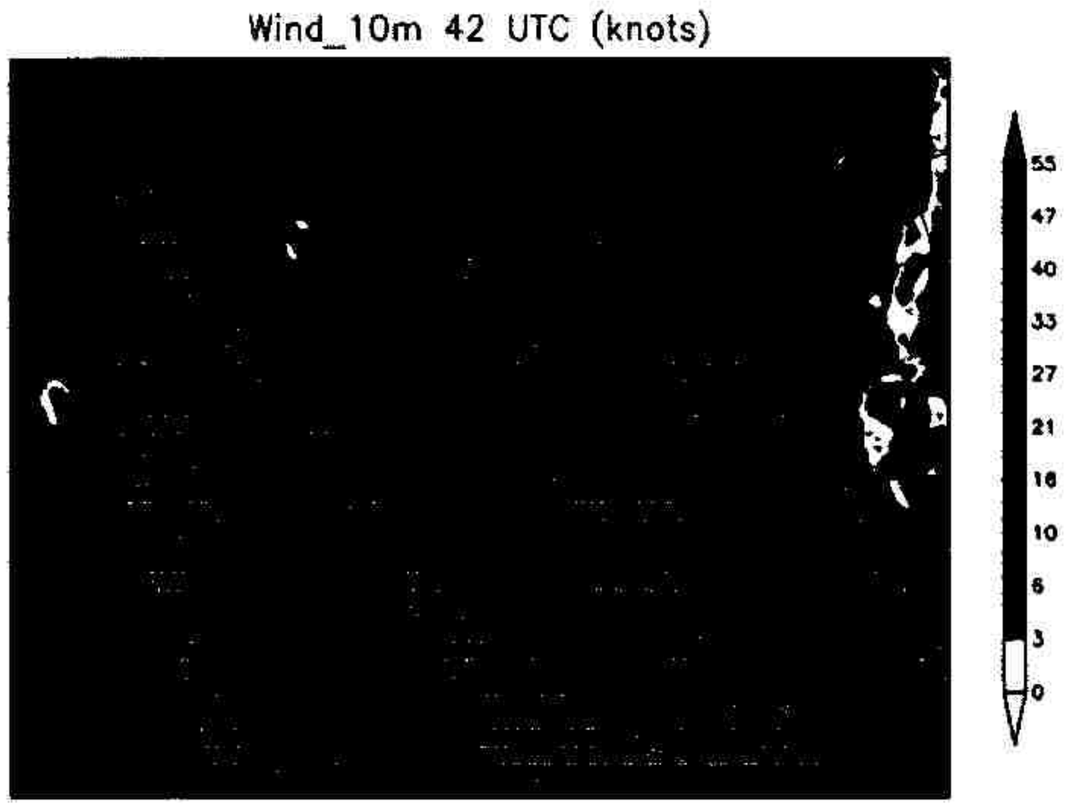
Σχήμα 4: Το τρισδιάστατο πλέγμα σημείων ενός παγκόσμιου μοντέλου

Καθοριστικό ρόλο στην «ποιότητα» της εκτίμησης του αιολικού δυναμικού παίζει και η **διακριτική ικανότητα** των μοντέλων. Όσο μεγαλύτερη είναι η διακριτική τους ικανότητα (που σημαίνει όσο μικρότερες είναι οι αποστάσεις μεταξύ των σημείων του πλέγματος), τόσο καλύτερα μπορεί το μοντέλο να "δει" διαταραχές μικρότερης τάξης. Ένα πρώτο χαρακτηριστικό παράδειγμα της μεγάλης επίδρασης της διακριτικής ικανότητας είναι η παράσταση της ορογραφίας στο μοντέλο, που σε διακριτική ικανότητα 7.5Km έχει την μορφή του σχήματος 5.α, όπου ο Υμηττός στην Αττική δεν ξεπερνά τα 800m, ενώ με διακριτική ικανότητα 2.5Km (σχήμα 5.β) το ύψος του Υμηττού ξεπερνά τα 1100m, πολύ κοντά στο πραγματικό του ύψος. Μια τέτοια διαφοροποίηση μπορεί να δώσει σημαντικές διαφορές στην εκτίμηση του αιολικού

δυναμικού, αφού δεν λαμβάνονται με τη σωστή διάστασή τους τα φαινόμενα εμποδισμού ή καναλισμού (σχήμα 6) της ροής του ανέμου.



Σχήμα 5 α, β : Απεικόνιση του Υμηττού με διακριτική ικανότητα 7.5 και 2.5 km αντίστοιχα



Σχήμα 5 : Καναλισμός πεδίου του ανέμου που δημιουργείται από τις οροσειρές της Κρήτης.

Προφανώς πηγαίνοντας σε μικρότερη κλίμακα επίλυσης των εξισώσεων χρειάζεται καλύτερη ανάλυση ως και εισαγωγή αναλυτικότερης φυσικής με έμφαση στις μη υδροστατικές διεργασίες που ισχύουν σε μικρότερες κλίμακες ατμοσφαιρικής ροής. Κατά την ολοκλήρωση των μοντέλων πρόγνωσης με την εισαγωγή της αναλυτικότερης τοπογραφίας και γεωμορφολογίας αναγκάζεται η ατμοσφαιρική ροή να ακολουθήσει τη δυναμική των εξισώσεων ολοκλήρωσης με αποτέλεσμα τη καλύτερη προσομοίωση του πεδίου του ανέμου. Τα προγνωστικά αποτελέσματα των περιοχικών μοντέλων γίνονται περισσότερο αξιόπιστα μετά από έξι ώρες ολοκλήρωσης καθότι έχουν απαλλαγή από σφάλματα ισορροπίας μεταξύ των πεδίων μάζας και ταχύτητας.

Συγχρόνως με τη συνέχιση της ολοκλήρωσης τα εισαγόμενα αρχικά μικρά σφάλματα αρχίζουν να μεγαλώνουν και η εμπειρία έχει δείξει ότι για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού είναι προτιμότερο να χρησιμοποιηθεί η κλιματολογία του προγνωστικού πεδίου του ανέμου από 6 μέχρι 24 ώρες παρά η ανάλυση.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Χαραντώνης Θ., Σακελλαρίδης Γ, .Κωστόπουλος Β. 2005: Στρατηγική για την ενέργεια και η εκτίμηση του Αιολικού δυναμικού της Ελλάδας. Ε&Τ, Μηνιαία Ενημερωτική Έκδοση της ΓΓΕΤ, Τεύχος 6/Φεβρουάριος 2005.

2. Ανδρεάκος Δ. 1980: Μια πρώτη εκτίμηση του αιολικού δυναμικού της χώρας. Πρακτικά συνεδρίου Αιολικής Ενέργειας & Βιομηχανικής Αεροδυναμικής pp 1/23-50 Ε.Μ.Π 1980.

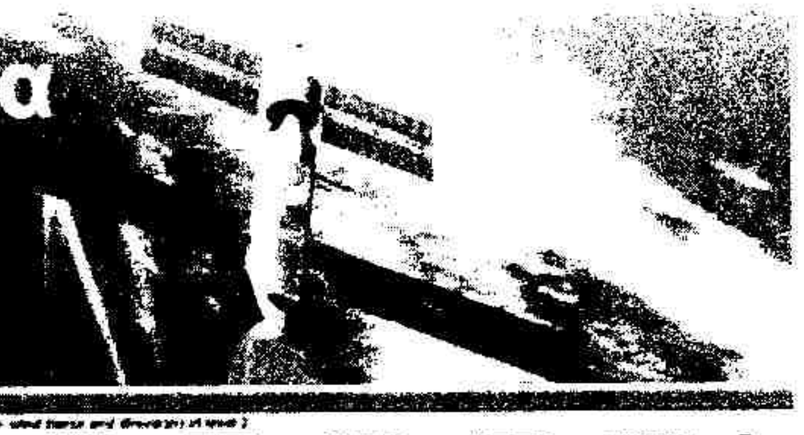
3. Χαραντώνης Θ., Παπασταμόπουλος Ι. 1982: Θεωρητικό μοντέλο προσαρμογής της εντάσεως του ανέμου στην επιφάνεια και τα 900mbs στην Αθήνα. Διατριβή μεταπτυχιακού Μετεωρολογίας.

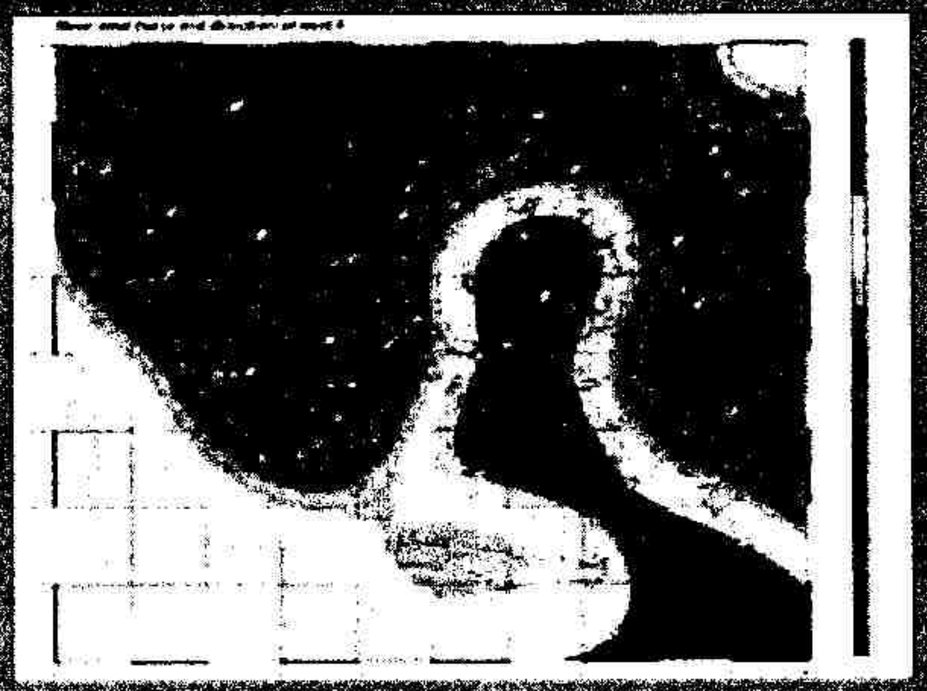
4. Α. Κακούρος: Μεταβολή των ανέμων καθ' ύψος από επιφάνεια μέχρι και τα 1000m. (Μελέτη ΕΜΥ)

5. Stewart D.,A. and Essenwarnger, O.,M. 1978: Frequency Distribution of Wind Speed Near the Surface. Jour. Appl. Meteorology vol. 17 pp 1633-1642.

6. JUSTUS, C.,G. 1978: Nationwide Assessment of Potential Output from Wind Powered Generators. Applied Meteor. June 1978.

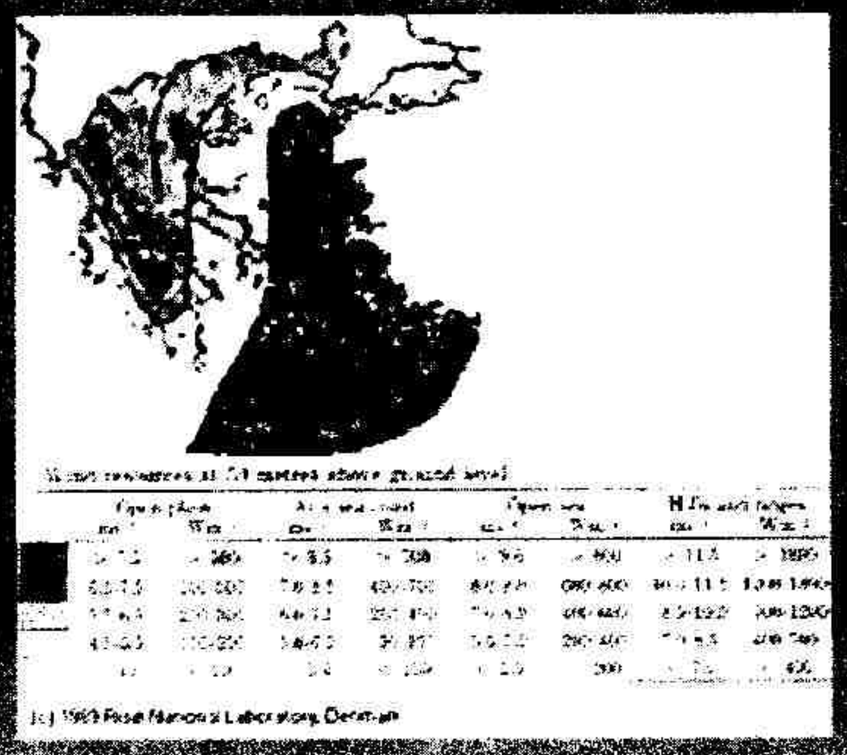
«Η μεθοδολογία υπολογισμού του Ανέμου για τη δημιουργία βιώσιμων αιολικών πάρκων»













Λάθος η επιλογή της Κοζάνης για το φωτοβολταϊκό πάρκο;

Font Size

ΤΡΙΤΗ, 15 ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2011 16:23

SHARE



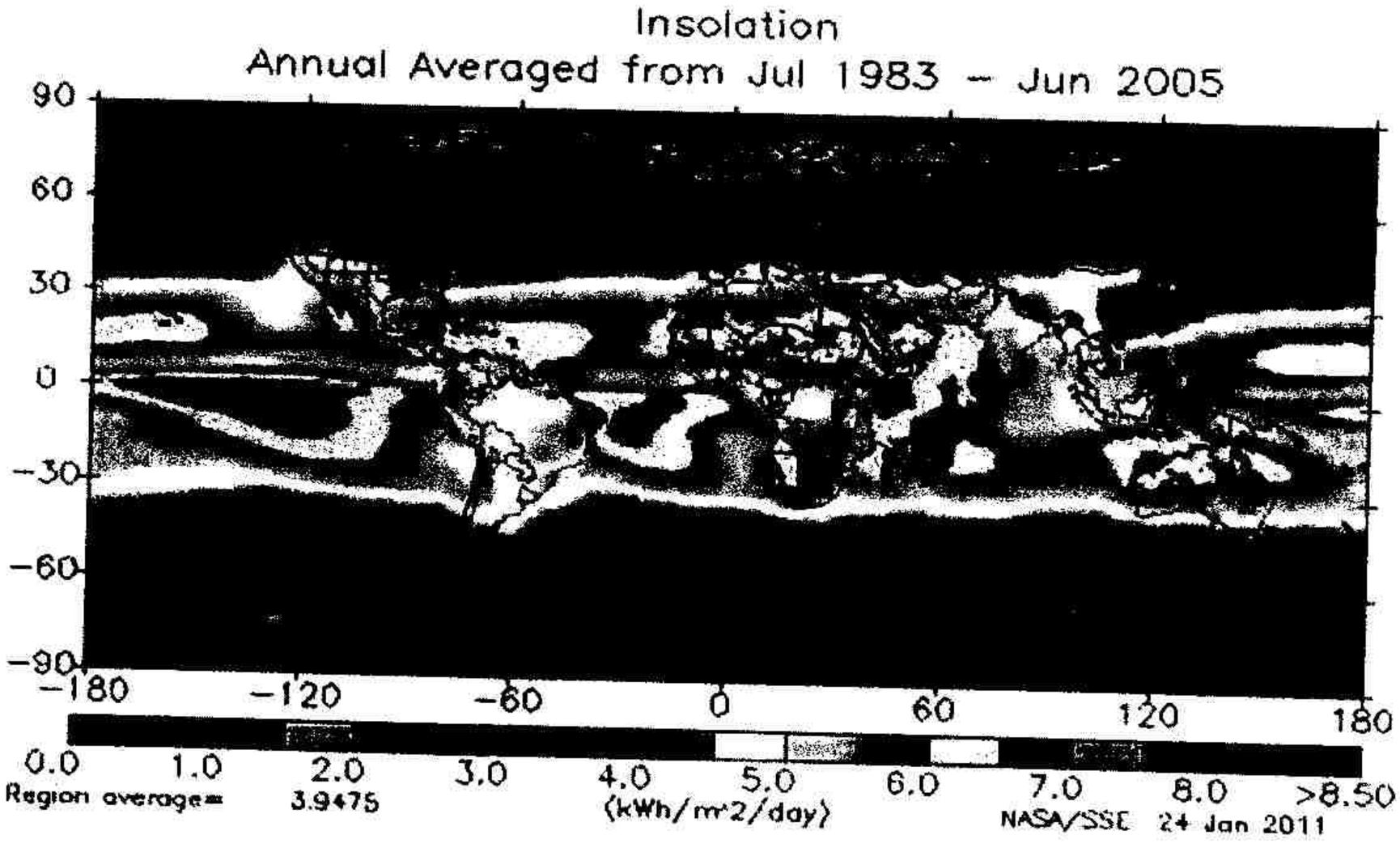
<u>του Βασίλη Κωστόπουλου, μετεωρολόγου*</u> -

Πρόσφατα πληροφορηθήκαμε από όλα τα ΜΜΕ ότι το ΥΠΕΚΑ δρομολογεί σε συνεργασία με τη ΔΕΗ μια σημαντική επένδυση της τάξης του 1 δις ευρώ για την εγκατάσταση και λειτουργία ενός φωτοβολταικού πάρκου σε μια έκταση 5.300 στρεμμάτων στη Δυτική Μακεδονία.

Η επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης στοχεύει προφανώς στην εκμετάλλευση των εξαντλημένων και περιβαλλοντικά υποβαθμισμένων λιγνιτικών εκτάσεων της ΔΕΗ στη περιοχή. Η επένδυση πέραν της οικονομικής της βιωσιμότητας σύμφωνα με τα δελτία τύπου και τα ρεπορτάζ θα απασχολήσει συνολικά 550 άτομα, θα δημιουργήσει 200 νέες θέσεις εργασίας, θα μειώσει κατά 300.000 τόνους τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ανά έτος στην ατμόσφαιρα και θα καλύψει ηλεκτρική κατανάλωση 55.000 νοικοκυριών.

Η επιχειρηματική βιωσιμότητα μιας επένδυσης σε υποδομές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (business plan) αξιολογείται σε βάθος χρόνου 25 περίπου ετών και εξαρτάται στη περίπτωση μας από την απόδοση της τεχνολογίας των φωτοβολταικών συστημάτων που εγκαθίστανται, από την σωστή τους συντήρηση που θα εξασφαλίσει τη μακρόχρονη λειτουργία τους και κατά κύριο από τη προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης η οποία ακολουθεί κλιματολογικούς κανόνες για τη καταγραφή και το προσδιορισμό της.

Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε μια οριζόντια επιφάνεια ανά τετραγωνικό μέτρο ανά ημέρα, εξαρτάται από αστρονομικές, γεωμορφολογικές αλλά και μετεωρολογικές παραμέτρους όπως η συνολική νεφοκάλυψη του ουρανού και τα είδη των νεφών (χαμηλά, μεσαία, υψηλά), η βροχόπτωση, η υγρασία στα χαμηλότερα στρώματα της ατμόσφαιρας κ.α. Η χρήση της συγκεκριμένης παραμέτρου και κυρίως της μεθοδολογίας που προτείνεται από τη NASA για την επιλογή θέσεων εγκατάστασης, βελτιώνει τη προσέγγιση που συνήθως ακολουθείται σήμερα (συνολική ετήσια ηλιοφάνεια σε ώρες) που δεν προσεγγίζει τη προσπίπτουσα/διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια στην επιφάνεια της γης αλλά το χρόνο ετήσιας εκμετάλλευσης της.



■

Surface meteorology and Solar Energy, *A renewable energy resource web site*

Η απόδοση (αναλογία μετατροπής της διαθέσιμης ηλιακής ενέργειας σε χρήσιμη ενέργεια) των φωτοβολταικών πάνελ ποικίλει από τεχνολογία σε τεχνολογία και βελτιώνεται συνεχώς. Ενώ έχουν καταγραφεί υψηλές αποδόσεις (24.2%) από σύνθετα ηλιακά συστήματα, η αγορά των φωτοβολταικών συνήθως ενσωματώνει στον επιχειρησιακό σχεδιασμό αποδόσεις από 13-16%.

Με βάση τις μετρήσεις της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας που διατίθενται στο προαναφερόμενο site, η μέση ετήσια διαθέσιμη ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης στη περιοχή μας (από τη Κέρκυρα έως την ανατολικότερη εσχατιά και από τις βόρειες

περιοχές της χώρας έως το Λιβυκό) φαίνεται στον επόμενο πίνακα συντεταγμένων (γεωγραφικό πλάτος από 31- 41 μοίρες και γεωγραφικό μήκος από 20 - 30 μοίρες).

Annual Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface - Μέση Ετήσια Ηλιακή Ακτινοβολία σε Οριζόντια Επιφάνεια (kWh/m ^{2}/day)

	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
41	4.14	3.85	4.04	3.97	3.87	3.77	3.90	3.93	3.94	4.18	4.23
40	4.21	4.05	4.04	4.15	4.27	4.57	4.20	4.17	4.27	4.02	3.96
39	4.45	4.14	4.16	4.45	4.67	4.79	4.62	4.19	4.22	4.33	4.26
38	4.99	4.40	4.22	4.29	4.53	4.97	5.08	4.68	4.66	4.59	4.49
37	5.11	4.92	4.45	4.57	4.94	5.05	5.17	5.10	4.91	4.75	4.58
36	5.20	5.21	4.96	5.06	5.22	5.23	5.29	5.40	5.27	5.10	4.54
35	5.30	5.29	5.32	5.35	5.28	5.33	5.39	5.50	5.59	5.61	5.56
34	5.43	5.42	5.45	5.54	5.60	5.57	5.64	5.59	5.65	5.66	5.64
33	5.53	5.53	5.54	5.61	5.65	5.68	5.67	5.66	5.69	5.69	5.70
32	5.44	5.02	5.27	5.18	5.64	5.74	5.76	5.75	5.76	5.77	5.76
31	5.20	5.30	5.59	5.49	5.15	4.97	4.97	5.29	5.76	5.87	5.68

Σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα από την εφαρμογή της NASA και χρησιμοποιώντας μια μέση απόδοση 15% , το 1 στρέμμα φωτοβολταικών στο Τυμπάκι (35°00'N 24°75'E) ή στα Μαριτσά της Ρόδου (36°23'N 28°6'E) όπου υπάρχουν τεράστιες εκτάσεις δημόσιας γης ανεκμετάλλευτες (αεροδιάδρομοι χλιομέτρων που δεν χρησιμοποιούνται εδώ και δεκαετίες) αποδίδει σε ετήσια βάση περίπου 1.2 kWh/m2/day X 365 daysX 1000 m2 X 0.15 = 65.7 MWh περισσότερες από ότι ένα στρέμμα στη Κοζάνη (40°17'N 21°47'E) χρησιμοποιώντας την ίδια φωτοβολταική τεχνολογία. Δηλαδή στην 25ετία 65.7 MWh/χρόνο X 25 χρόνια X 135.5 Ευρώ/ MWh υπάρχει επιπλέον όφελος 222558,75 Ευρώ ανά στρέμμα. Για τα 5300 στρέμματα της Κοζάνης το επιπλέον όφελος υπερβαίνει την ίδια την επένδυση αφού σύμφωνα με τους υπολογισμούς ανέρχεται σε 1.179.561.375 δις Ευρώ.

Το θέμα επιλογής της συγκεκριμένης τοποθεσίας στη Κοζάνη προφανώς αποσκοπεί στη κάλυψη της υποχρέωσης της ΔΕΗ για αποκατάσταση των εδαφών στη περιοχή . Η κάλυψη με φωτοβολταικά πάνελ μιας λιγνιτικής περιοχής (όπως γίνεται και στη Μεγαλόπολη) δεν νοείται σαν αποκατάσταση της περιβαλλοντικής ζημιάς στο φυσικό οικοσύστημα αλλά οριστική καταδίκη της γης με στέρηση του ζωογόνου ήλιου. **Είναι σαν να καλύπτουμε τα απομεινάρια ενός δωρεάν συσσιτίου με ένα τραπεζομάντηλο και να μη τα καθαρίζουμε.**

Τα εγκαταλελειμμένα αεροδρόμια της χώρας έχουν ήδη «νεκρώσει» τη γη τους και έχουν άριστες συνθήκες (επίπεδες επιφάνειες 1-3 χιλιάδες στρέμματα) για την εύκολη και με χαμηλότερο κόστος εγκατάσταση φωτοβολταικών πάνελ. Τέτοιου είδους φωτοβολταικές εγκαταστάσεις σε αεροδρόμια με υψηλή προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία μπορούν να καλύψουν πάγιες ανάγκες περισσότερων νοικοκυριών ανά εγκατάσταση, να μειώσουν ακόμα περισσότερο τις εκπομπές σε CO_2 της χώρας και με το επιπλέον οικονομικό όφελος που προκύπτει να αποκαταστήσουν τα εδάφη στα υπαίθρια λιγνιτωρυχεία της χώρας ή σε άλλες περιοχές με καταστροφική ανθρώπινη παρέμβαση, και είναι πολλές.

** Ο Βασίλης Κωστόπουλος είναι μετεωρολόγος στην Μονάδα Διαστημικών Προγραμμάτων/Ερευνητικό Κέντρο «Αθηνά»*

VERSION 2.4
January 30, 2009

Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology

I. Introduction

II. What's New

III. Overview of Underlying NASA Data and Parameters in SSE Release 6.0

IV. All Sky Horizontal Surface Insolation

V. All Sky Horizontal Diffuse and Direct Normal Radiation

VI. Clear Sky Total, Horizontal Diffuse and Direct Normal Radiation

VII. All Sky Monthly Tilted Surface Insolation

VIII. Meteorological Parameters
- A. Global Temperatures
  - i. Climate Zone
  - ii. Heating/Cooling Degree Days
- B. Surface Pressure
- C. Humidity
- D. Precipitation

IX. Wind Speed Parameters

X. References

I. Introduction

NASA, through its' Earth science research program has long supported satellite systems and research providing data important to the study of climate and climate processes. These data include long-term estimates of meteorological quantities and surface solar energy fluxes. These satellite and modeled based products have also been shown to be accurate enough to provide reliable solar and meteorological resource data over regions where surface measurements are sparse or nonexistent, and offer two unique features – the data is global and, in general, contiguous in time. These two important characteristics, however, tend to generate very large data archives which can be intimidating for commercial users, particularly new users with little experience or resources to explore these large data sets. Moreover the data products contained in the various NASA archives are often in formats that present challenges to new users. Accordingly, NASA's Earth Applied Sciences program has provided the means to make these data available for government and public sector usage. To foster the usage of the global solar and meteorological data, NASA supported, and continues to support, the development of the Surface meteorology and Solar Energy (SSE) dataset which has been formulated specifically for photovoltaic and renewable energy system design needs. Of equal important is the access to these data; to this end the SSE parameters are available via a user friendly web-based portal designed based on user needs.

The original SSE data-delivery web site, intended to provide easy access to parameters needed in the renewable energy industry (e.g. solar and wind energy), was released to the public in 1997. The solar and meteorological data contained in this first release was based on the 1993 NASA/World Climate Research Program Version 1.1 Surface Radiation Budget (SRB) science data and TOVS data from the International Satellite Cloud Climatology Project (ISCCP). This initial design approach proved to be of limited value because of the use of "traditional" scientific terminology that was not compatible with terminology/parameters used in the energy industry to design renewable energy power systems. After additional consultation with industry, Release 2 SSE was made public in 1999 with parameters specifically tailored to the needs of the renewable energy community. Subsequent releases of SSE - SSE-Release 3.0 in 2000, SSE-Release 4.0 in 2003, SSE-Release 5.0 in 2005, and now SSE-Release 6.0 in 2008 – have continued to build upon an interactive dialog with potential customers resulting in updated parameters using revised NASA data as well as inclusion of new parameters as requested by the user community.

The Prediction Of Worldwide Energy Resource (POWER) project was initiated in 2003 both to improve subsequent releases of SSE, and to create new datasets applicable to other industries from new satellite observations and the accompanying results from forecast modeling. The POWER web interface (http://power.larc.nasa.gov) currently encompasses the SSE data set, tailored for the renewable energy industry, as well as parameters tailored for the sustainable buildings community, and the bio-energy/agricultural industries. In general, the underlying data behind the parameters used by each of these industries is the same – solar radiation and meteorology, including surface and air temperatures, moisture, and winds.

The purpose of this document is to provide data users of POWER/SSE Release 6.0 insight into the underlying source for the solar and meteorological data sets, and to provide additional information relative to the various industry specific parameters, their limitations, and estimated accuracies based on information available to NASA at the time of this document. The intent is to provide information that will enable new and/or long time users to make decisions concerning the suitability of the POWER/SSE data for his or her project in a particular region of the globe. And finally, it is noted that SSE Release 6.0 and this document is focused primarily on parameters of interest to the renewable energy industry, although there are many parameters common to both the SSE and Sustainable Buildings components of POWER, and the underlying solar and meteorological data for all three POWER components is the derived from common data sources.

In general, meteorology and solar radiation for SSE Release 6.0 were obtained from the NASA Science Mission Directorate's satellite and re-analysis research programs. Parameters based upon the solar and/or meteorology data were derived and validated based on recommendations from partners in the energy industry. Release 6.0

extends the temporal coverage of the solar and meteorological data from approximately 11 years to 22 plus years (e.g. July 1983 through June 2005) with improved NASA data, and includes new parameters and validation studies.

The remainder of this section provides a summary of the estimates of the levels of uncertainty for insolation (solar radiation), temperature, surface pressure, relative humidity, and wind speed through comparisons with ground measurement data. A more detained description of the parameters and the procedures used to estimate their uncertainties is given in the subsequent section of the document.

It is generally considered that quality ground-measured data are more accurate than satellite-derived values. However, measurement uncertainties from calibration drift, operational uncertainties, or data gaps are unknown or unreported for most ground site data sets. In 1989, the World Climate Research Program estimated that most routine-operation solar-radiation ground sites had "end-to-end" uncertainties from 6 to 12%. Specialized high quality research sites are hopefully more accurate by a factor of two.

SSE estimates have been compared to ground site data on a global basis. Radiation parameters were compared to data from the Baseline Surface Radiation Network (BSRN) (Table I.1). Meteorological parameters were compared to data from the National Climate Data Center (NCDC) (Table I.2). The SSE Release 6.0 wind speeds have been carried over from SSE Release 4 because newer data sets do not provide enough information about vegetation/surface types. The RETScreen Weather Database (RETScreen 2005) was used to test uncertainties in the SSE Release 4 wind speeds (Table I.3).

Table I-1: Regression analysis of SSE versus BSRN monthly averaged values for the time period July 1983 through June 2006

Parameter	Region	Bias (%)	RMSE (%)
Horizontal Insolation	Global	-2.33	10.28
	60° Poleward	-5.86	25.61
	60° Equatorward	-1.83	7.79
Horizontal Diffuse Radiation	Global	7.49	29.34
	60° Poleward	11.29	54.14
	60° Equatorward	6.86	22.78
Direct Normal Radiation	Global	-4.06	22.73
	60° Poleward	-15.66	33.12
	60° Equatorward	2.40	20.93

Table I-2: Linear least squares regression analysis of SSE versus NCDC monthly averaged values for the time period 1983 through 2006

Parameter	Slope	Intercept	R^2	RMSE	Bias
Tmax (°C)	0.99	-1.58	0.95	3.12	-1.83
Tmin (°C)	1.02	0.10	0.95	2.46	0.24
Tavg (°C)	1.02	-0.78	0.96	2.13	-0.58
Tdew (°C)	0.96	-0.80	0.95	2.46	-1.07
RH (%)	0.79	12.72	0.56	9.40	-1.92
Heating Degree Days (degree days)	1.02	12.47	0.93	77.20	17.28
Cooling Degree Days (degree days)	0.86	2.36	0.92	28.90	-5.65
Atmospheric Pressure (hPa)	0.89	102.16	0.74	27.33	-10.20

Table I-3: Estimated uncertainty for monthly averaged wind speed for the time period July 1983 through June 1993

Parameter	Method	Bias	RMSE
Wind Speed at 10 meters for terrain similar to airports (m/s)	RETScreen Weather Database (documented 10-m height airport sites)	-0.2	1.3
	RETScreen Weather Database (unknown-height airport sites)	-0.0	1.3

(Return to Content)

II. What's New

Relative to the previous version of SSE (i.e. Release 5.1), SSE Release 6.0 has been updated in four basic ways: (1) the solar data in Release 6.0 now spans the 22 years from July 1, 1983 through June 31, 2005, and the meteorological data spans the time period from January 1, 1983 – December 31, 2005, versus the nominal 10 years of coverage in Release 5.1; (2) the solar radiation data is derived from an improved inversion algorithm which provides an overall improvement in the estimation of the surface solar radiation of about 2.8%; (3) the basic temperature data and parameters are based upon the higher spatial resolution Goddard Earth Observing System model version 4 (GEOS-4) versus GEOS-1; and (4) additional parameters of interest to the renewable energy community have been included.

(Return to Content)

III. Overview of Underlying NASA Data and Parameters in SSE Release 6.0

SSE Release 6.0 (SSE 6.0) contains more than 200 primary and derived solar, meteorology and cloud related parameters. The solar radiation parameters are derived from solar data spanning the 22 year period from July 1, 1983 through June 31, 2005. Parameters based upon meteorological data are derived from data spanning the period from January 1, 1983 – December 31, 2005. Table III.1 gives an overview of the various NASA programs from which the underlying solar and meteorological data are obtained. Table III.2 shows an explicit

list of the data used to derive the parameters currently available through SSE 6.0. Table III.3 shows an overview list of most of the parameters available through SSE 6.0. The parameters listed in Table III.3 are available globally on a 1-degree grid which is selectable by the user. Typically the value of the parameter is given in a tabular format as a monthly average over the 22-year time span July 1983 – June 2005.

Table III-1. POWER/SSE Release 6.0 Data Flow/Sources

Programs Contributing to POWER/SSE Release 6.0				POWER/SSE Release 6.0
NASA/ISCCP & CERES/MODIS: TOA Radiance, Clouds, and Surface Parameters	⇨	**NASA GEWEX/SRB Release 3.0:** Global estimates of the short and long wavelength solar radiation at earth's surface	⇨	(See Table 2 for explicit list of data from underlying projects)
NCAR MATCH: Aerosols				
TOMS/TOVS: Ozone				
NASA/GMAO GEOS-4: Atmospheric temperature and humidity profiles and surface parameters.				
NASA/GMAO GEOS-1: Winds at 1st layer above the earth's surface			⇨	
NASA/TRMM and NOAA/GPCP: Surface precipitation				

The underlying solar and cloud related data (Table III.1) are obtained from the Surface Radiation Budget (SRB) portion of NASA's Global Energy and Water Cycle Experiment (GEWEX). The current SRB archive is Release 3.0 (http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/srb/table_srb.html). The underlying meteorological data are obtained from NASA's Global Model and Assimilation Office (GMAO), Goddard Earth Observing System model version 4 (GEOS-4), and precipitation parameters are obtained from the Global Precipitation Climate Project (GPCP) and the Tropical Rainfall Measurement Mission (TRMM). The wind data is based upon the NASA/GMAO GEOS version 1 (GEOS-1).

The right most column of Table III.2 enumerates the basic parameters that are extracted from the SRB 3.0 archive, the GMAO programs (GEOS-1 & 4), and the NASA/TRMM and NOAA/GPCP programs.

Table III-2. Basic solar and meteorological data used in POWER/SSE Release 6.0

Contributing Programs (see Table III.1)		POWER/SSE Archive.
NASA GEWEX/SRB Release 3.0: Global estimates of the solar and thermal infrared wavelength radiation at earth's surface and top of atmosphere		**Daily averaged parameters for July 1, 1983 through June 30, 2005:** 1. Top of atmosphere insolation 2. Shortwave (solar, 0.2 - 4.0 μm) insolation incident on a horizontal surface at the Earth's surface 3. Longwave (thermal infrared, 4.0 - 100 μm) radiative flux incident on a horizontal surface at the Earth's surface 4. Clear sky insolation on a horizontal surface at the Earth's surface
NASA GMAO GEOS-4: Air temperatures and moisture near the surface and through the atmosphere	⇨	**Monthly averaged parameters for July 1, 1983 through June 30, 2005:** 1. Cloud amount at available (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21) UT times 2. Frequency of cloud amount at 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, and 21 UT 3. Average insolation at available (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21) UT times 4. Average insolation at available (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21) UT times (Number of clear sky days (cloud amount < 10%). 5. Surface Albedo 6. Total column precipitable water 7. Minimum available insolation over consecutive-day period (1, 3, 7, 14, and 21 days) 8. Maximum available insolation over consecutive-day period (1, 3, 7, 14, and 21 days)
NASA GMAO GEOS-1: Winds at 50m above earth's surface		**GEOS-4 3-hourly synoptic parameters (January 1, 1983 – December 31, 2005):** 1. Air temperature at 2m and 10m above the Earth's surface 2. Air pressure 3. Specific humidity 4. Earth's surface temperature **GEOS-1 3-hourly synoptic lowest layer wind speed.**
NASA/TRMM and NOAA/GPCP: Surface precipitation		**Daily averaged surface precipitation (January 1, 1997 – Present)**

Table III-3. Overview of parameters available in POWER/SSE Release 6.0

1. Parameters for Solar Cooking:

- Average insolation
- Midday insolation
- Clear sky insolation
- Clear sky days

2. Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

- Insolation on horizontal surface (Average, Min, Max)
- Diffuse radiation on horizontal surface (Average, Min, Max)
- Direct normal radiation (Average, Min, Max)
- Insolation at 3-hourly intervals
- Insolation clearness index, K (Average, Min, Max)
- Insolation normalized clearness index
- Clear sky insolation
- Clear sky insolation clearness index
- Clear sky insolation normalized clearness index
- Downward Longwave Radiative Flux

3. Solar Geometry:

- Solar Noon
- Daylight Hours
- Daylight average of hourly cosine solar zenith angles
- Cosine solar zenith angle at mid-time between sunrise and solar noon
- Declination
- Sunset Hour Angle
- Maximum solar angle relative to the horizon
- Hourly solar angles relative to the horizon
- Hourly solar azimuth angles

4. Parameters for Tilted Solar Panels:

- Radiation on equator-pointed tilted surfaces
- Minimum radiation for equator-pointed tilted surfaces
- Maximum radiation for equator-pointed tilted surfaces

5. Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:

- Minimum available insolation as % of average values over consecutive-day period
- Horizontal surface deficits below expected values over consecutive-day period
- Equivalent number of NO-SUN days over consecutive-day period

6. Parameters for Sizing Surplus-product Storage Systems:

- Available surplus as % of average values over consecutive-day period

7. Diurnal Cloud Information:

- Daylight cloud amount
- Cloud amount at 3-hourly intervals
- Frequency of cloud amount at 3-hourly intervals

8. Meteorology (Temperature):

- Air Temperature at 10 m
- Daily Temperature Range at 10 m
- Cooling Degree Days above 18 °C
- Heating Degree Days below 18 °C
- Arctic Heating Degree Days below 10 °C
- Arctic Heating Degree Days below 0 °C
- Earth Skin Temperature
- Daily Mean Earth Temperature (Min, Max, Amplitude)
- Frost Days
- Dew/Frost Point Temperature at 10 m
- Air Temperature at 3-hourly intervals

9. Meteorology (Wind):

- Wind Speed at 50 m (Average, Min, Max)
- Percent of time for ranges of Wind Speed at 50 m
- Wind Speed at 50 m for 3-hourly intervals
- Wind Direction at 50 m
- Wind Direction at 50 m for 3-hourly intervals
- Wind Speed at 10 m for terrain similar to airports

10. Meteorology (Moisture, pressure):

- Relative Humidity
- Humidity Ratio (i.e. Specific Humidity)
- Surface Pressure
- Total Column Precipitable Water
- Precipitation

11. Supporting Information

- Top of Atmosphere Insolation
- Surface Albedo

While it is not the purpose of this document to discuss in detail the process by which either the basic solar data (i.e. SRB Release 3.0), the meteorological data (i.e. GEOS-4), or precipitation data (GPCP/TRMM) are derived, we will provide herein an overview perspective on the process for each of these data sets with particular emphasis on how these data are used in SSE Release 6.0. More detailed descriptions of the SRB, GEOS-4, and GPCP/TRMM data can be found in documentation and publications enumerated on their respective online web sites at http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/srb/table_srb.html, http://gmao.gsfc.nasa.gov/index.php, http://precip.gsfc.nasa.gov, and http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/precipitation/.

(Return to Content)

IV. All Sky Horizontal Surface Insolation:

The solar radiation and cloud parameters contained in SSE 6.0 are obtained directly or derived from parameters available in the SRB Release 3.0 archive (http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/srb/table_srb.html). Figure IV.1 illustrates the major components/processes associated with the Earth's Energy Budget, and Figure IV.2 provides a brief schematic illustration of the process through which the surface solar radiation, or horizontal surface insolation [in industry terms], is inferred from satellite observations.

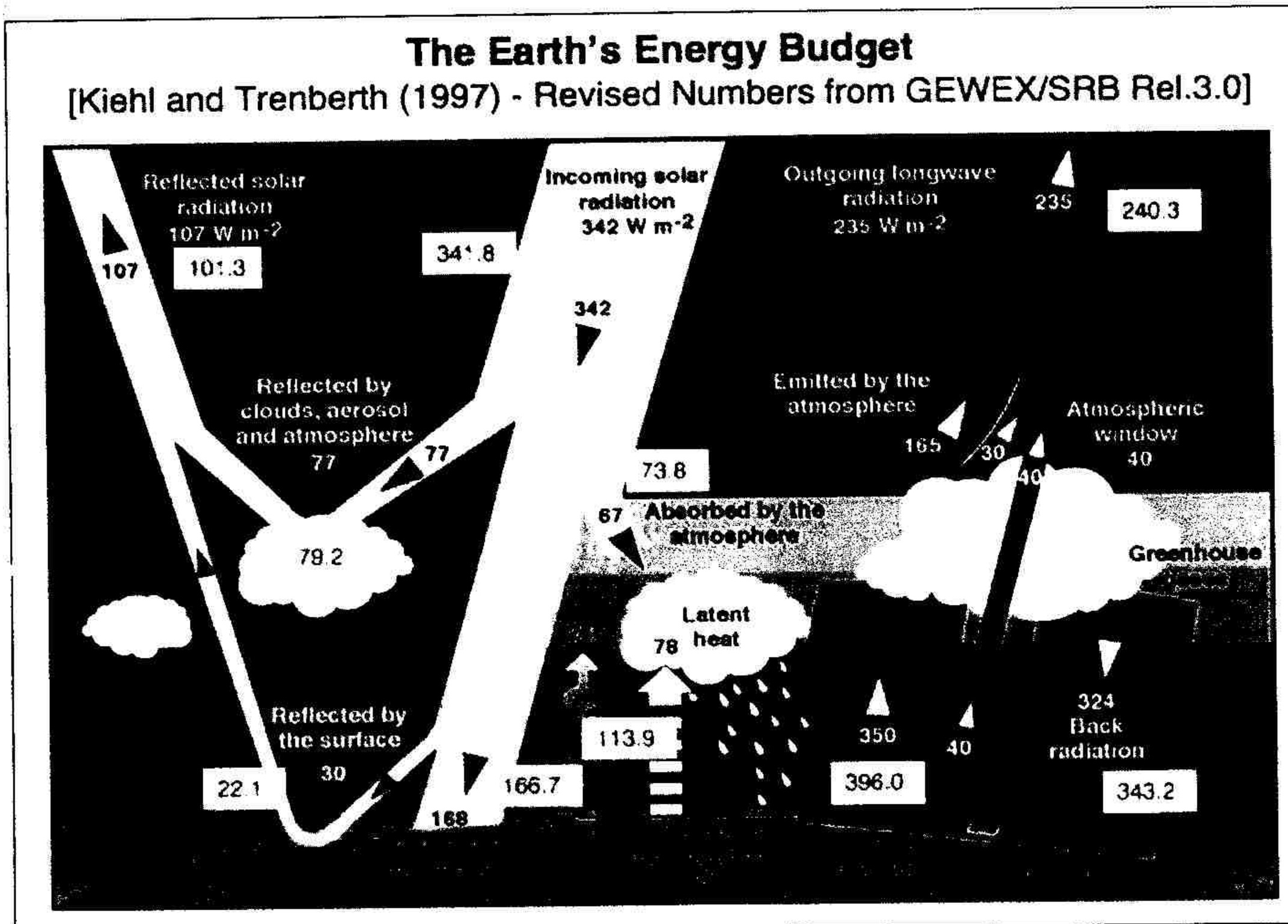


Figure IV-1. The major components/processes associated with the Earth's Energy Budget. The values in the yellow rectangles are based upon the updated solar and thermal infrared radiation estimates in SRB Release 3.0. (Note that all units are in W/m^2; multiplying W/m^2 by 0.024 yields kWh/day/m^2, and by 0.0864 yields MJ/day/m^2.)

Figure IV.1 values in the yellow rectangles are based upon the updated solar and thermal infrared radiation estimates in SRB Release 3.0. These values are based on the 23 year annual global averaged radiative fluxes with year-to-year annual average variability of +/- 4 W/m^2 in the solar wavelengths and +/- 2 W/m^2 in the thermal infrared (longwave) flux estimates. The most recent satellite based measurements of the incoming solar radiation disagree with previous measurements and indicate this value should be closer 340.3 W/m^2 providing another source of uncertainty.

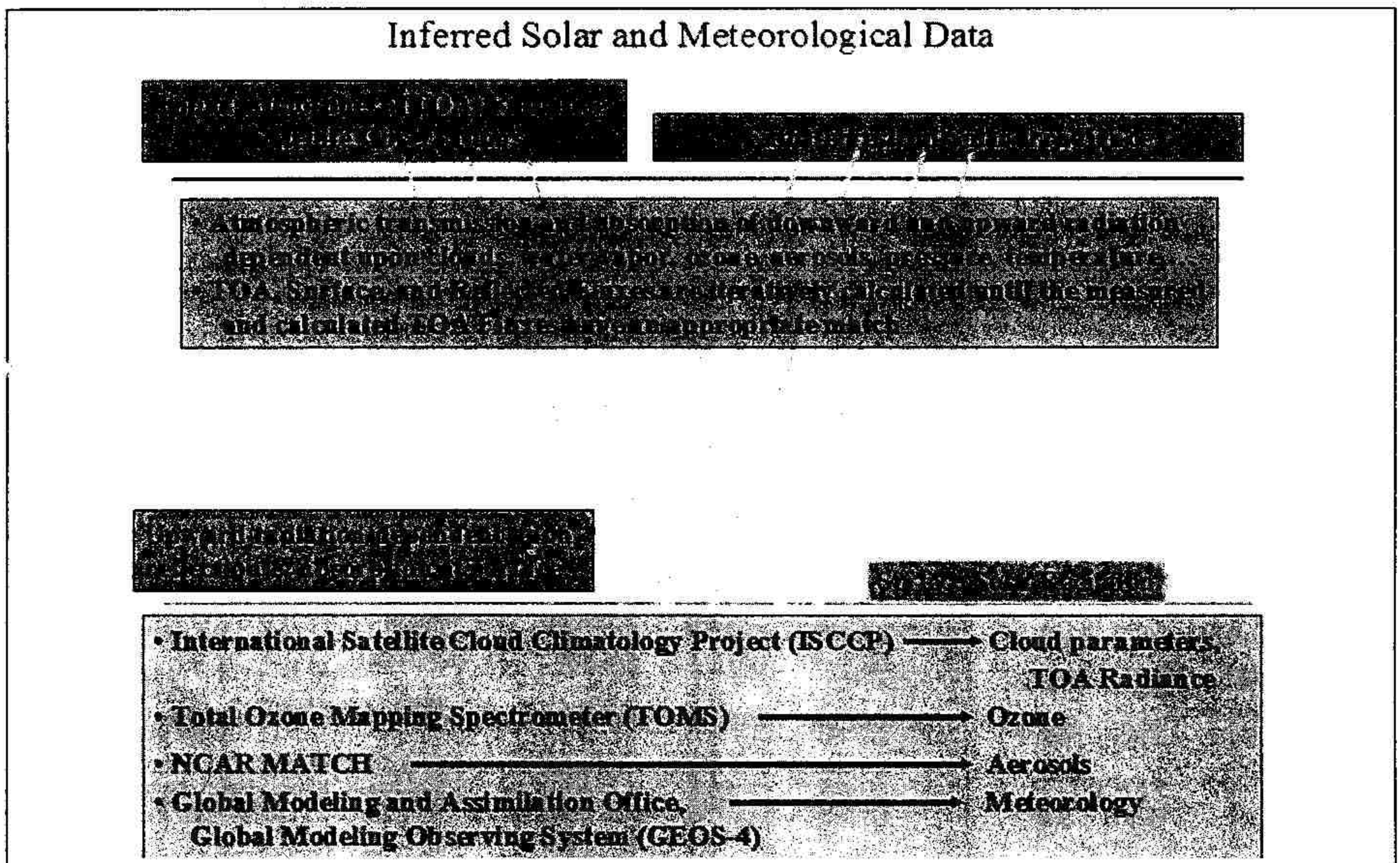


Figure IV-2. Schematic showing the salient features of the process through which the SRB project infers surface solar radiation form satellite observations.

The basic, underlying satellite observations are the top of atmosphere (TOA) radiances consisting of the upwelling thermal radiation from the earth's surface and atmosphere (i.e. long wave radiation) plus solar radiation scattered from the earth's surface and atmosphere (i.e. short wave radiation). Very succinctly, the extraterrestrial solar radiation and the TOA are measured quantities, and the surface solar radiation is the desired quantity.

The process of inferring the surface solar insolation from satellite observations involves the use of a radiative transfer model consisting of a modeled atmosphere and a mathematical model and/or parameterization of the scattering and absorption processes illustrated in Figure IV.1 and IV.2. Within this radiative transfer model a calculative TOA radiance is iteratively compared to the measured TOA radiance. The overall process typically entails iterations on a parameter within the model, such as the aerosol distribution, until the measure TOA and calculated TOA radiances agree to within some acceptable margin of error. The resulting surface insolation, among other parameters, is calculated on each iteration and is one of the output parameters available from the SRB data archive. All SRB parameters are output on a 1^0 by 1^0 global grid at 3-hourly temporal resolution for each day of each month.

A close examination of Figures IV.1 and IV.2, suggest that the above cryptic description of the process employed in the SRB project to estimate the global distribution of solar insolation from satellite observations is, at best, a gross simplification of a very complex atmospheric process. Within the radiative transfer model, atmospheric transmission, absorption, and scattering, dependent upon the horizontal and vertical distribution of clouds, water vapor, ozone, and atmospheric state variables (temperature and pressure), as well as surface interactions must be accurately modeled or known. Inputs to the model used by the SRB project are listed in the bottom portion of Figure IV.2 and in the left most column of Table III-1.

The cloud parameters and TOA radiances are from the International Satellite Cloud Climatology Project (ISCCP) DX data product (http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/isccp/table_isccp.html). The ISCCP project provides global 3-hourly snapshots of the clouds and the TOA radiance compiled from an array of satellite platforms (i.e. GMS-1 through 8; METEOSAT-2 through 5; NOAA-7 through 14). Within the SRB project, the ISCCP DX data are augmented by data from the Earth Radiation Budget Energy (ERBE - http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/erbe/table_erbe.html), the Clouds and the Earth's Radiant Energy System (CERES - http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/ceres/table_ceres.html), and Multi-angle Imaging Spectro-Radiometer (MISR - http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/misr/data.html) projects. The current ISCCP DX data product covers the time period July 1, 1983 – June 30, 2005. Subsequent updates by ISCCP are planned.

Supporting observations relative to the composition of the atmosphere consist of global ozone obtained from the Total Ozone Mapping Spectrometer (TOMS - http://toms.gsfc.nasa.gov/ozone/ozone_v8.html) and from TIROS Operational Vertical Sounder (TOVS - http://daac.gsfc.nasa.gov/data/datapool/TOVS/index.html); the distribution of aerosols from the NCAR Model of Atmospheric Transport and Chemistry project (MATCH - http://www.cgd.ucar.edu/cms/match/new_website/); and meteorology, including atmospheric moisture, temperature, and pressure, from the Global Modeling and Assimilation Office (GMAO - http://gmao.gsfc.nasa.gov/), Global Modeling Observation System version 4 (GEOS-4).

Data products obtained from the SRB archive are listed in Table III.2. The data products listed are generally available through the SRB data archive although in some instances the product may be bundled with a number of other parameters.

The solar data in the SRB Release 3.0 and subsequently in SSE Release 6 have been tested/validation against research quality observation from the Baseline Surface Radiation Network (BSRN). Figure IV.3 shows the location of ground stations within the BSRN networks/archives. Results and examples of comparisons of solar radiation parameters in SSE Release 6.0 with ground observation from the BSRN network are given below.

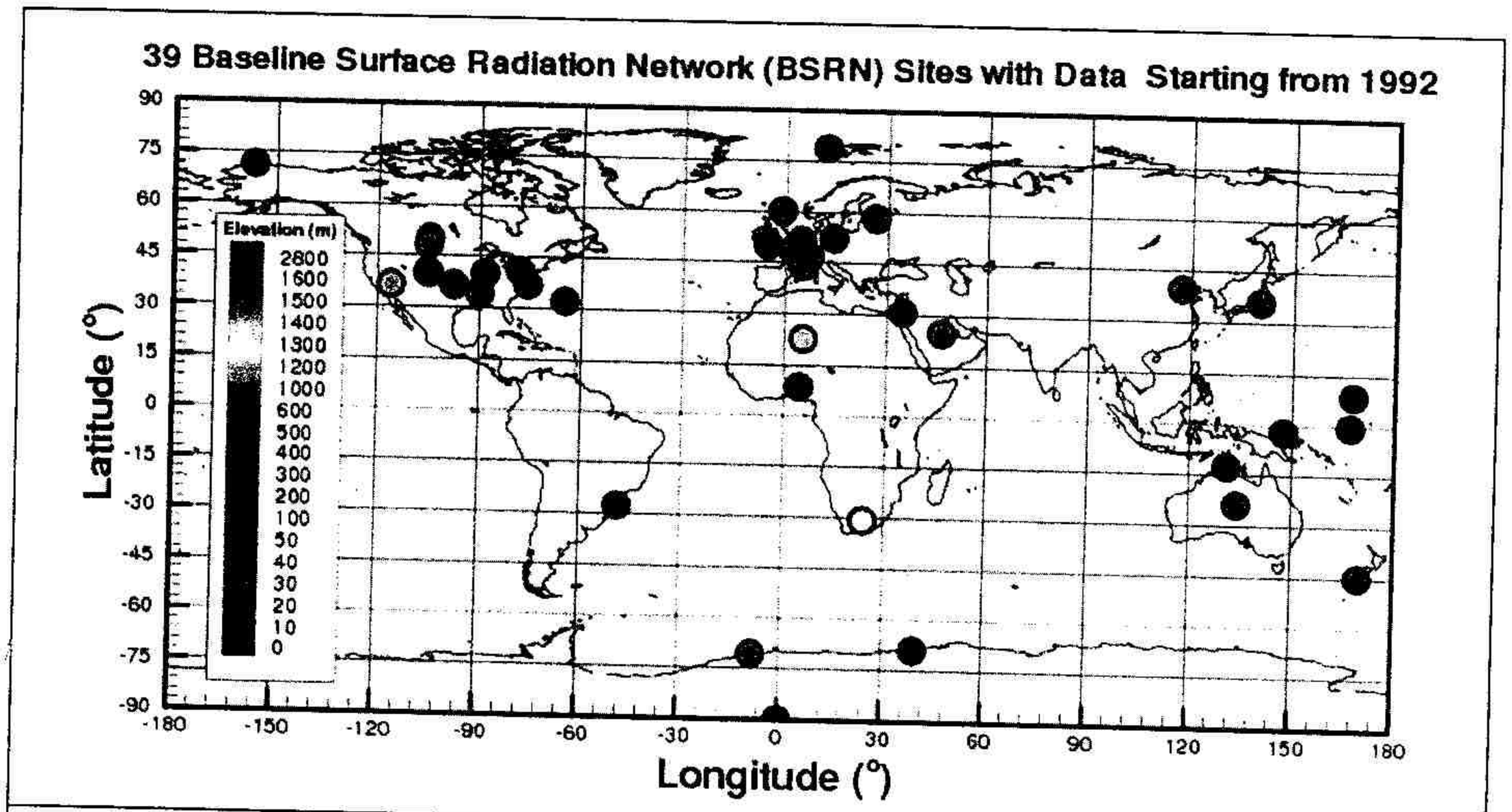
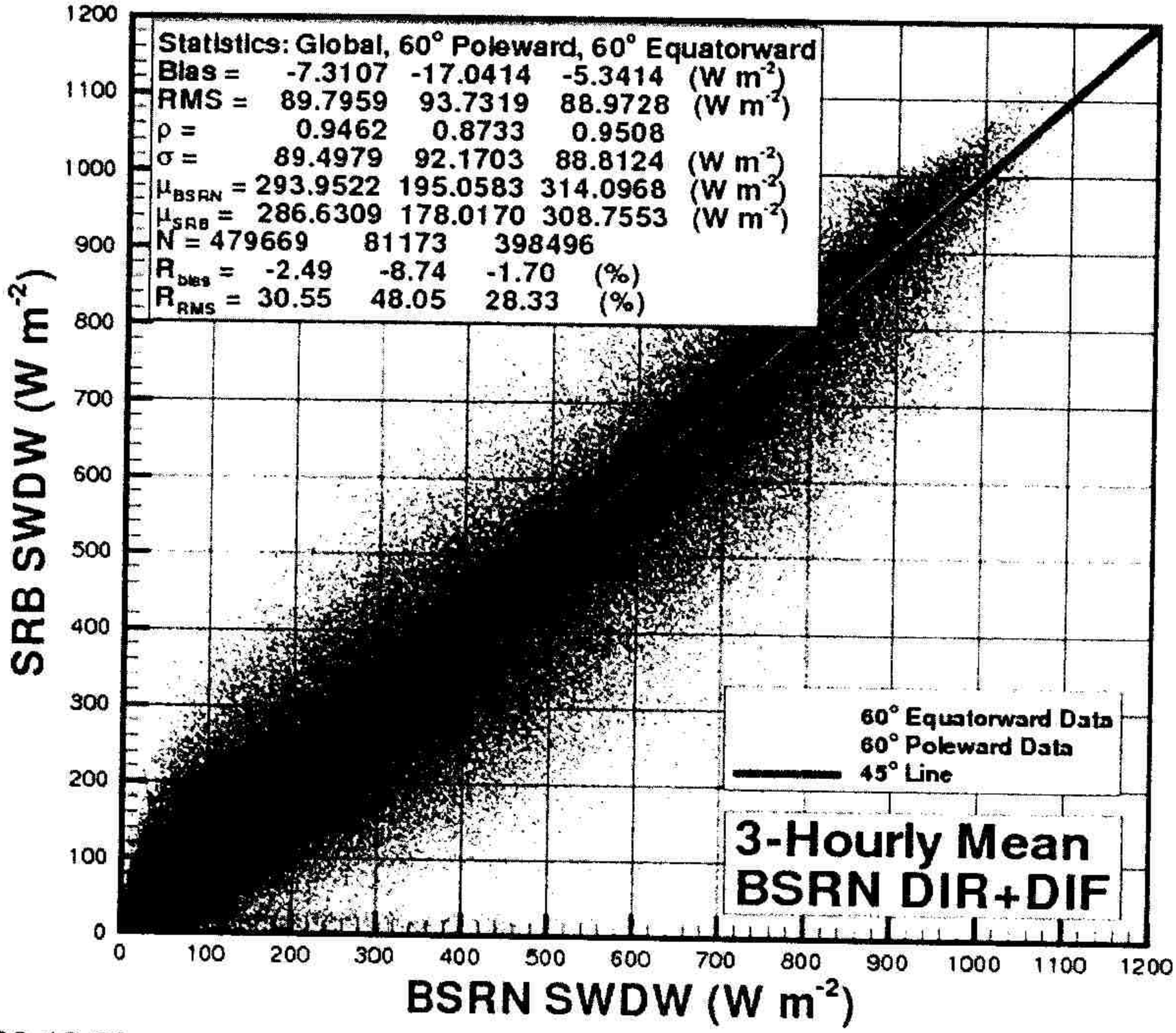


Figure IV-3. Location of ground stations in the Baseline Surface Radiation Network (BSRN).

The total (i.e. diffuse plus direct) surface insolation observed at ground site in the BSRN network (Figure IV-3) have been compared to insolation values from the SRB release 3.0 archive. Figure IV-4 shows the scatter plot and corresponding statistics for the BSRN vs the SRB 3-hourly insolation values for the time period January 1, 1992 – June 30, 2006. We note here that the 3-hourly SRB values are the initial values estimated through the retrieval process described in Section III. The 3-hourly values are used to calculate the daily total insolation shown in Figure IV-5 and the monthly averages shown in Figure IV-6. The 3-hourly values are available through the Atmospheric Science Data Center (ASDC – http://eosweb.larc.nasa.gov). The daily and monthly insolation values are available through SSE Release 6.

Correlation and accuracy parameters for each scatter plots (Figures IV-4 – IV-6) are given in the legend box in each figure. Note that the correlation and accuracy parameters are given for all sites (e.g. Global), for the BSRN sites regions above 60^0 latitude, north and south, and for BSRN sites below 60^0 latitude, north and south. The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN pairs for each latitude region.



2008-12-29

Figure IV-4. Scatter plot of 3-hourly total surface solar radiation observed at BSRN ground sites versus 3-hourly values from the SRB Release 3.0 archive. These 3-hourly are used to calculate the daily total insolation and monthly values that are provided in SSE Release 6.0. (Note that solar insolation is in W/m^2; multiplying W/m^2 by 0.024 yields kWh/day/m^2, and by 0.0864 yields MJ/day/m^2.)

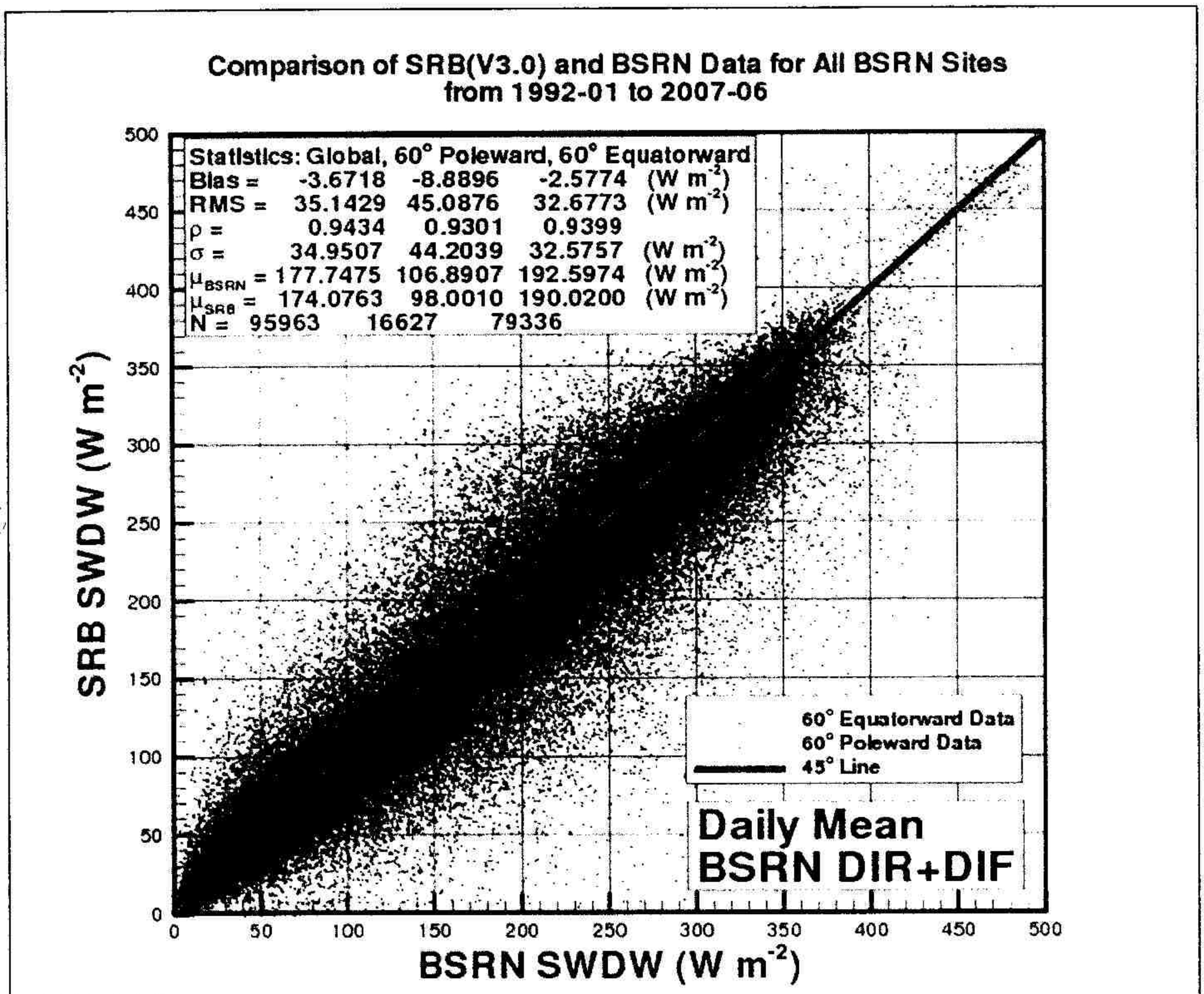


Figure IV-5. Scatter plot of daily total surface solar radiation observed at BSRN ground sites versus daily values from the SRB Release 3.0 archive. These daily are used to calculate the monthly averages that are provided in SSE Release 6.0. (Note that solar insolation is in W/m^2; multiplying W/m^2 by 0.024 yields kWh/day/m^2, and by 0.0864 yields MJ/day/m^2.)

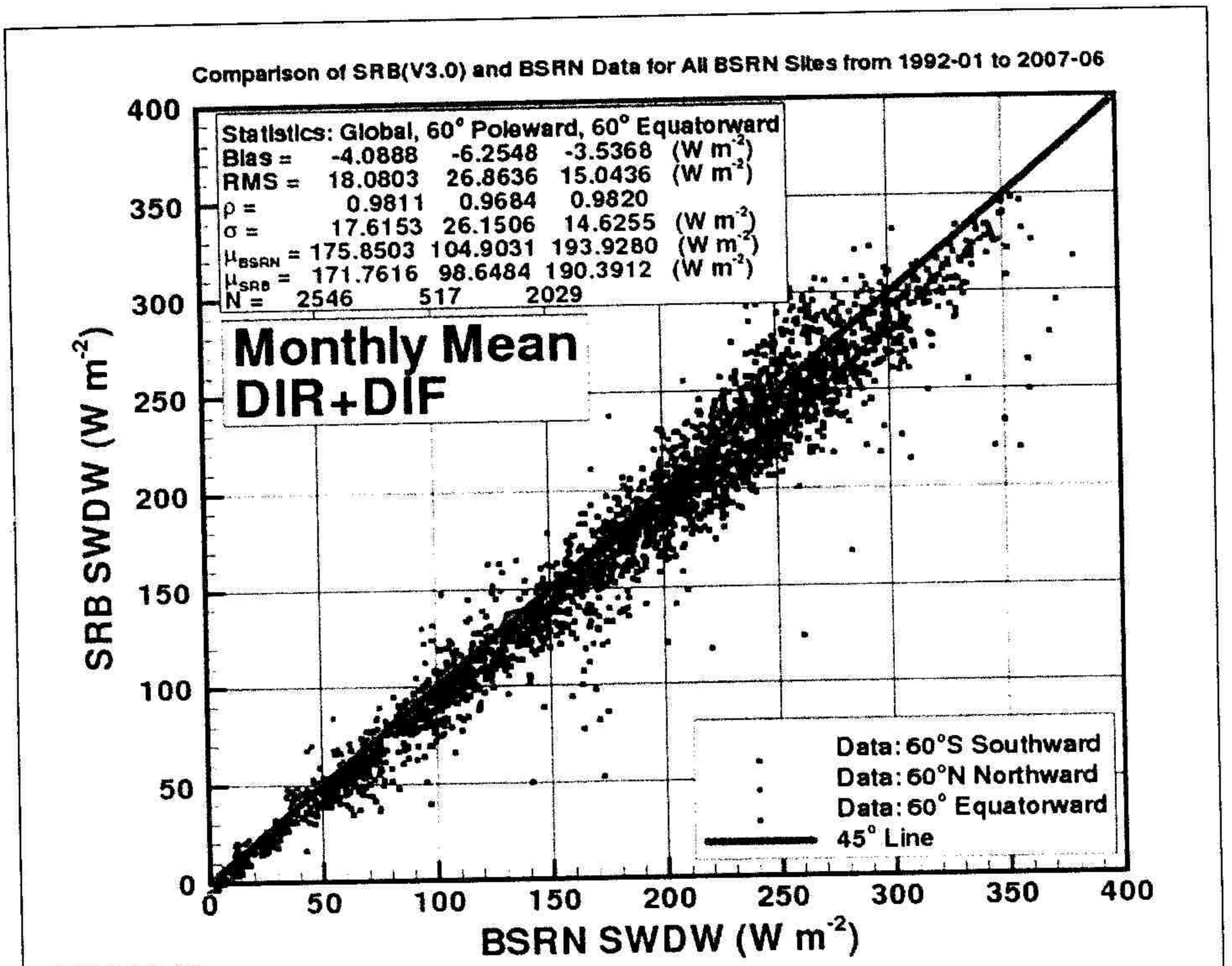


Figure IV-6. Scatter plot of monthly total surface solar radiation observed at BSRN ground sites versus monthly values from the SRB Release 3.0 archive. The daily values illustrated in figure IV-5 are used to calculate the monthly averages. The bias differs from the daily value due to differences in sampling requirements. (Note that solar insolation is in W/m^2; multiplying W/m^2 by 0.024 yields kWh/day/m^2, and by 0.0864 yields MJ/day/m^2.)

(Return to Content)

V. All Sky Horizontal Diffuse and Direct Normal Radiation:

Estimates of all sky horizontal diffuse, $(H^{All})_{Diff}$, and direct normal radiation, $(H^{All})_{DNR}$, are often needed for hardware system design parameters such as solar panel tilt, solar concentrator size, day lighting, as well as agricultural and hydrology applications. From an observational perspective, $(H^{All})_{Diff}$ at the surface of the earth is that radiation remaining with $(H^{All})_{DNR}$ from the sun's beam blocked by a shadow band or tracking disk. $(H^{All})_{Diff}$ is typically measured using a sun tracking pyrheliometer with a shadow band or disk to block the direct normal radiation from the sun. Similarly, from an observational perspective, $(H^{All})_{DNR}$ is the amount of solar radiation from the direction of the sun, and is typically measured using a pyrheliometer tracking the sun through out the day.

These measurements are difficult to make and consequently are generally only available at high quality observational sites such as those in the BSRN network. In order to use the global estimates of the total surface solar radiation, H^{All}, from SRB Release 3.0 (see previous section) to provide global estimates of $(H^{All})_{Diff}$ and $(H^{All})_{DNR}$, we have developed a set of polynomial equations for the ratio of $[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ using ground based observations from the BSRN network. We extended methods employed by RETScreen (RETScreen 2005) to estimate $(H^{All})_{DNR}$ based on site observations from the BSRN network.

In the remainder of this section we outline the techniques for $[H^{All})_{Diff}]$ and $[(H^{All})_{DNR}]$ available in SSE Release 6.0 and present results of comparative studies with ground site observations, which serve to validate the resulting $[H^{All})_{Diff}]$ and $[(H^{All})_{DNR}]$ and provide a measure of the overall accuracy of our global results.

All Sky Monthly Averaged Diffuse Radiation $[(H^{All})_{Diff}]$***:*** As just noted, measurements of $(H^{All})_{Diff}$, $(H^{All})_{DNR}$, and H^{All} are made at the ground stations in the BSRN network. We used this observational data to develop the set of polynomial equations given below relating the ratio $[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ to the clearness index KT = $[H^{All}]/[H^{TOA}]$. We note that the top of atmosphere solar radiation, H^{TOA}, is known from satellite observations.

For latitudes between 0 and 45 degrees North and South:

$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ =
0.96268 - 1.45200*KT + 0.27365*KT^2 + (0.04279*KT^3 + 0.000246*SSHA + 0.001189*NHSA

For latitudes between 45 and 90 degrees North and South:

If SSHA = 0 - 81.4 deg:
$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ =1.441-(3.6839*KT)+(6.4927*KT^2)-(4.147*KT^3)+(0.0008*SSHA)-(0.008175*NHSA)

If SSHA = 81.4 - 100 deg:
$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ =1.6821-(2.5866*KT)+(2.373*KT^2)-(0.5294*KT^3)-(0.00277*SSHA)-(0.004233*NHSA)

If SSHA = 100 - 125 deg:
$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ =0.3498+(3.8035*KT)-(11.765*KT^2)+(9.1748*KT^3)+(0.001575*SSHA)-
(0.002837*NHSA)

If SSHA = 125 - 150 deg:
$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ =1.6586-(4.412*KT)+(5.8*KT^2)-(3.1223*KT^3)+(0.000144*SSHA)-(0.000829*NHSA)

If SSHA = 150 - 180 deg:
$[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ = 0.6563-(2.893*KT)+(4.594*KT^2)-(3.23*KT^3)+(0.004*SSHA)-(0.0023*NHSA)

where:

KT = $[H^{All}]/[H^{TOA}]$
SSHA = sunset hour angle in degrees
NHSA = noon solar angle from the horizon in degrees

The above set of polynomial equations relate the ratio of monthly averaged horizontal diffuse radiation for all sky conditions to the monthly averaged total solar radiation for all sky conditions { $[(H^{All})_{Diff}]/[H^{All}]$ } to the clearness index KT = $[H^{All}]/[H^{TOA}]$. In Figure V-1 the monthly averaged diffuse radiation for all sky conditions computed from measured values at the BSRN sites (designated as BSRN SWDF) is compared to values computed from the monthly averaged total insolation obtained from SRB Release 3.0 (designated as SRB SWDF). Correlation and accuracy parameters are given in the legend box. Note that the correlation and accuracy parameters are given for all sites (e.g. Global), for the BSRN sites regions above 60^0 latitude, north and south, and for BSRN sites below 60^0 latitude, north and south. The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values

is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN pairs for each latitude region.

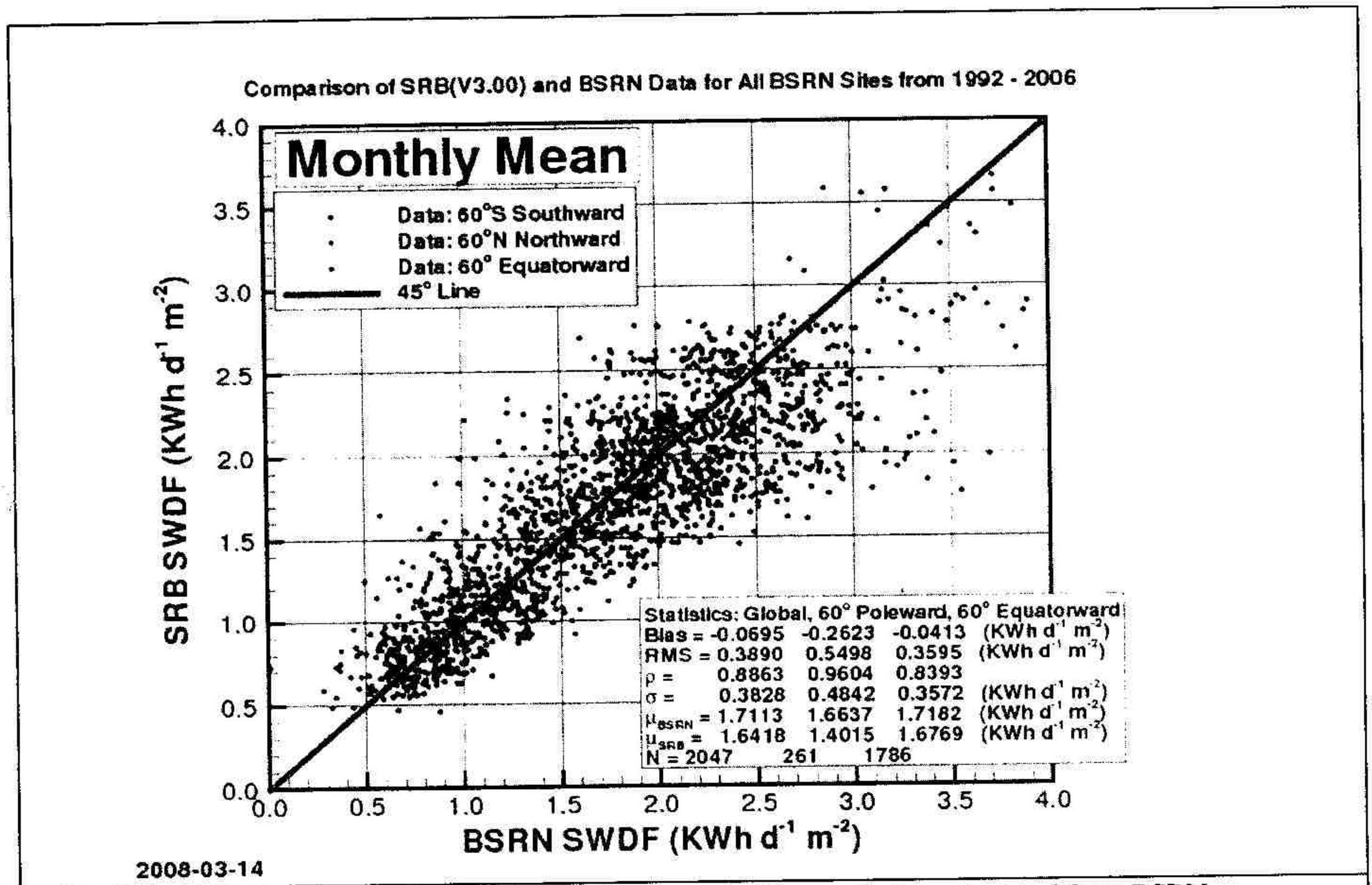


Figure V-1. Scatter plot of the monthly averaged horizontal diffuse radiation calculated from BSRN observations and the monthly averaged horizontal diffuse radiation derived from SRB-Release 3.0 data. (Note that solar radiation is in KWh/day/m^2; multiplying KWh/day/m^2 by 41.67 yields W/m^2, and by 3.6 yields MJ/day/m^2.)

All Sky Monthly Averaged Direct Normal Radiation:

$[(H^{All})_{DNR}] = ([\ H^{All}] - [(H^{All})_{Diff}]\ )/\ COS(THMT)$

where:

THMT is the solar zenith angle at the mid-time between sunrise and solar noon (Gupta, et al. 2001) for the "monthly average day" (Klein 1977).

$COS(THMT) = f + g\ [(g - f)/\ 2g]^{1/2}$

H^{All} = Total of direct beam solar radiation and diffuse atmospheric radiation falling on a horizontal surface at the earth's surface

$(H^{All})_{Diff}$ = diffuse atmospheric radiation falling on a horizontal surface at the earth's surface

f = sin(latitude) sin(solar declination)

g = cos(latitude) cos(solar declination)

If the Sunset Hour Angle = 180 degrees, then COS(THMT) = f.

Figure V-2 compares the monthly averaged direct normal radiation for all sky conditions computed from BSRN ground observations (designated as BSRN SWDN) to monthly averaged $(H^{All})_{DNR}$ calculated from SRB-R 3.0 (designated as SRB SWDN in Figure V-2).

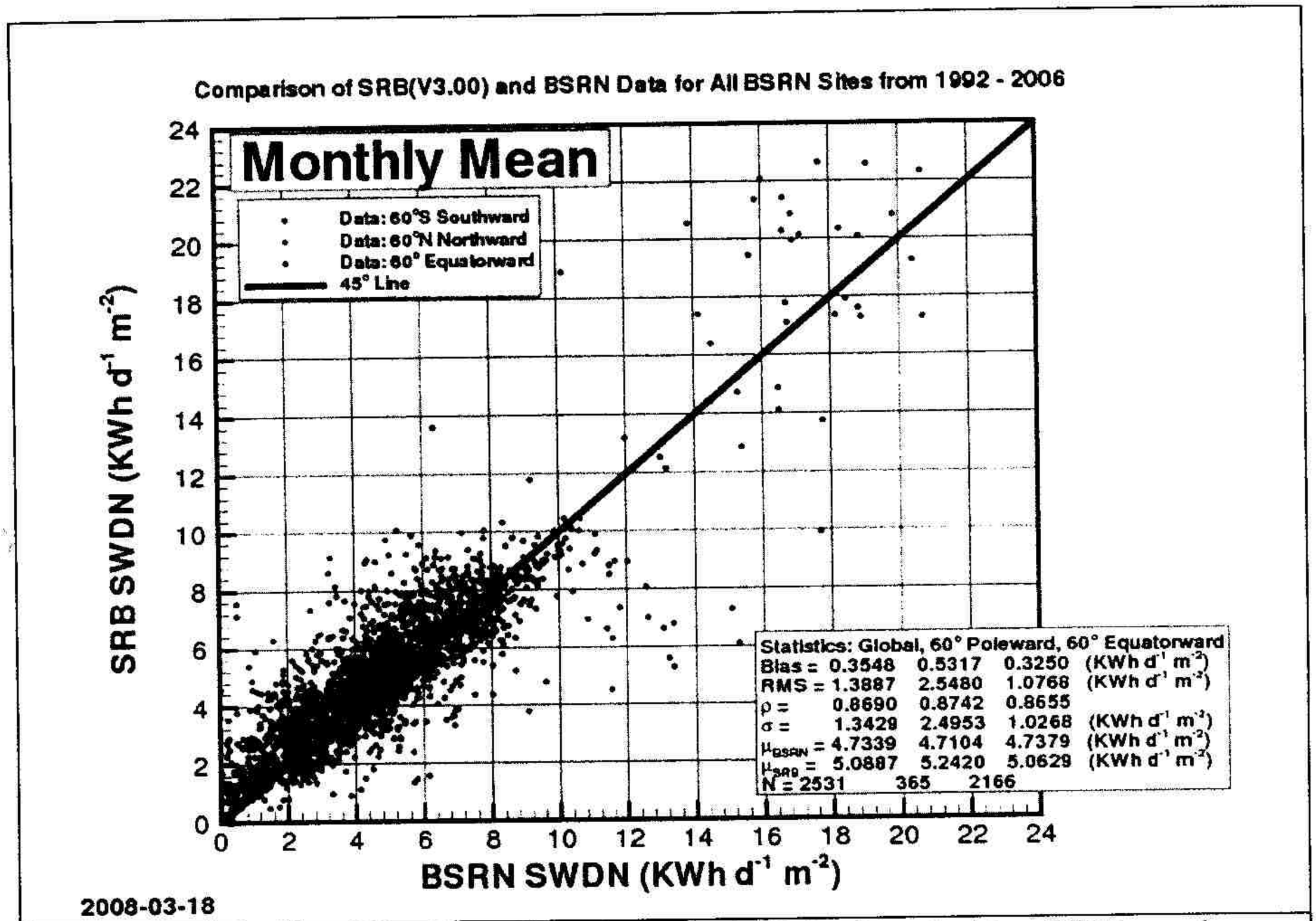


Figure V-2. Scatter plot of the monthly averaged direct normal radiation determined from BSRN ground observations and the monthly average of direct normal radiation derived from SRB-Release 3.0 data. (Note that solar radiation is in KWh/day/m^2; multiplying KWh/day/m^2 by 41.67 yields W/m^2, and by 3.6 yields MJ/day/m^2.)

Correlation and accuracy parameters for each scatter plot are given in the legend box in each figure. Note that the correlation and accuracy parameters are given for all sites (e.g. Global), for the BSRN sites regions above 60^0 latitude, north and south, and for BSRN sites below 60^0 latitude, north and south. The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN pairs for each latitude region.

(Return to Content)

VI. Clear Sky Total, Horizontal Diffuse and Direct Normal Radiation.

Our methods for clear sky conditions have been developed specifically in response to the needs of the buildings and solar industries. We have employed explicit equations that can be implemented in either spreadsheets or design software programs for both preliminary and final design purposes, and have concentrated our efforts for calculating and validating $[(H^{Clear})_{Diff}]$ and $[(H^{Clear})_{DNR}]$ for clear sky conditions. We have performed several investigations to create new methods and validate the resulting $[(H^{Clear})_{Diff}]$ and $[(H^{Clear})_{DNR}]$. Our goal has been to provide equations and maps for various buildings, agricultural and solar energy parameters applicable for the entire globe.

In the remainder of this section we outline the techniques use to calculate the values of $[H^{Clear})_{Diff}]$ and $[(H^{Clear})_{DNR}]$ available in SSE Release 6.0, and present results of comparative studies with ground site observations that validate the resulting $[H^{Clear})_{Diff}]$ and $[(H^{Clear})_{DNR}]$ and provide a measure of the overall accuracy of our global results.

Clear Sky Total: The clear sky total insolation, (H^{Clear}), was obtained from the SRB Release 3.0 archive. (http://eosweb.larc.nasa.gov/PRODOCS/srb/table_srb.html)

Clear Sky Monthly Averaged Diffuse Radiation $[H^{Clear})_{Diff}]$: Using the methodology described in Erbs, et al (1982), the following cubic polynomial equation was found to best fit ground observations from the BSRN network for clear sky conditions.

$$[(H^{Clear})_{Diff}] = [0.90873 - 2.08587*KT + 2.32668*(KT\text{^}2) - 1.22061(KT\text{^}3)]* [(H^{Clear})]$$

where:

$[(H^{Clear})]$ = Total shortwave radiation at the earth's surface for clear sky conditions

$KT = [(H^{Clear})]/[H^{TOA}]$

Clear Sky Monthly Averaged Direct Normal Radiation: $[(H^{Clear})_{DNR}]$: The clear sky direct normal radiation $[(H^{Clear})_{DNR}]$ is calculated from the above NASA THMT method (Gupta, et al. 2001

$$[(H^{Clear})_{DNR}]= [H^{clear} - (H^{Clear})_{Diff}]/ COS(THMT)$$

where:

$[(H^{Clear})]$ = Total shortwave radiation at the earth's surface for clear sky conditions

THMT is the solar zenith angle at the mid-time between sunrise and solar noon for the "monthly average day"

$COS(THMT) = f + g\,[(g - f)/ 2g]^{1/2}$

H^{clear} = Total of direct beam solar radiation and diffuse atmospheric radiation falling on a horizontal surface at the earth's surface

$(H^{Clear})_{Diff}$ = diffuse atmospheric radiation falling on a horizontal surface at the earth's surface

$f = \sin(\text{latitude}) \sin(\text{solar declination})$

$g = \cos(\text{latitude}) \cos(\text{solar declination})$

If the Sunset Hour Angle = 180 degrees, then COS(THMT) = f.

In the previous paragraphs, the monthly clear sky diffuse radiation on a horizontal surface, $[H^{Clear})_{Diff}]$, was related to the clearness index, KT and the total clear sky insolation, $[(H^{Clear})]$ through a cubic polynomial equation. Similarly, the monthly averaged clear sky direct normal radiation was related to the difference between the monthly averaged clear sky total radiation and the monthly averaged clear sky diffuse radiation divided by COS(THMT).

In this remainder of this section we compare, for clear sky conditions, the monthly averaged total insolation obtained from SRB Release 3.0 (Figure VI-2), the monthly averaged horizontal diffuse radiation (Figure VI-3), and direct normal radiation values (Figure VI-4) calculated from the SRB values to ground observations from the BSRN network (Figure VI-1).

For these comparisons it was necessary to ensure that the ground observations and the satellite derived solar radiation values are for equivalent clear sky conditions. Fortunately, observational data from a number of BSRN ground sites (see Figure VI-1) and the satellite observational data provide information related to cloud cover for each observational period. Recall in Section III and in Table III-2, it was noted that cloud parameters from the NASA ISCCP were used to infer the solar radiation in the SRB Release 3.0 archive. Parameters within the ISCCP data provide a measure of the clearness for each satellite observation use in the SRB-

inversion algorithms. Similarly, observations from upward viewing cameras at the 27 BSRN sites shown in Figure VI-1 provided a measure of cloud cover for each ground observational period. The comparison data shown in Figures VI-2,-3, and -4 used the ground cameras and the ISCCP data to matched clearness conditions. In particular, the comparisons shown below use clearness criteria defined such that clouds in the field of view of the upward viewing camera and the field of view from the ISCCP satellites must both be respectively less that 10%, 15%, and 20%.

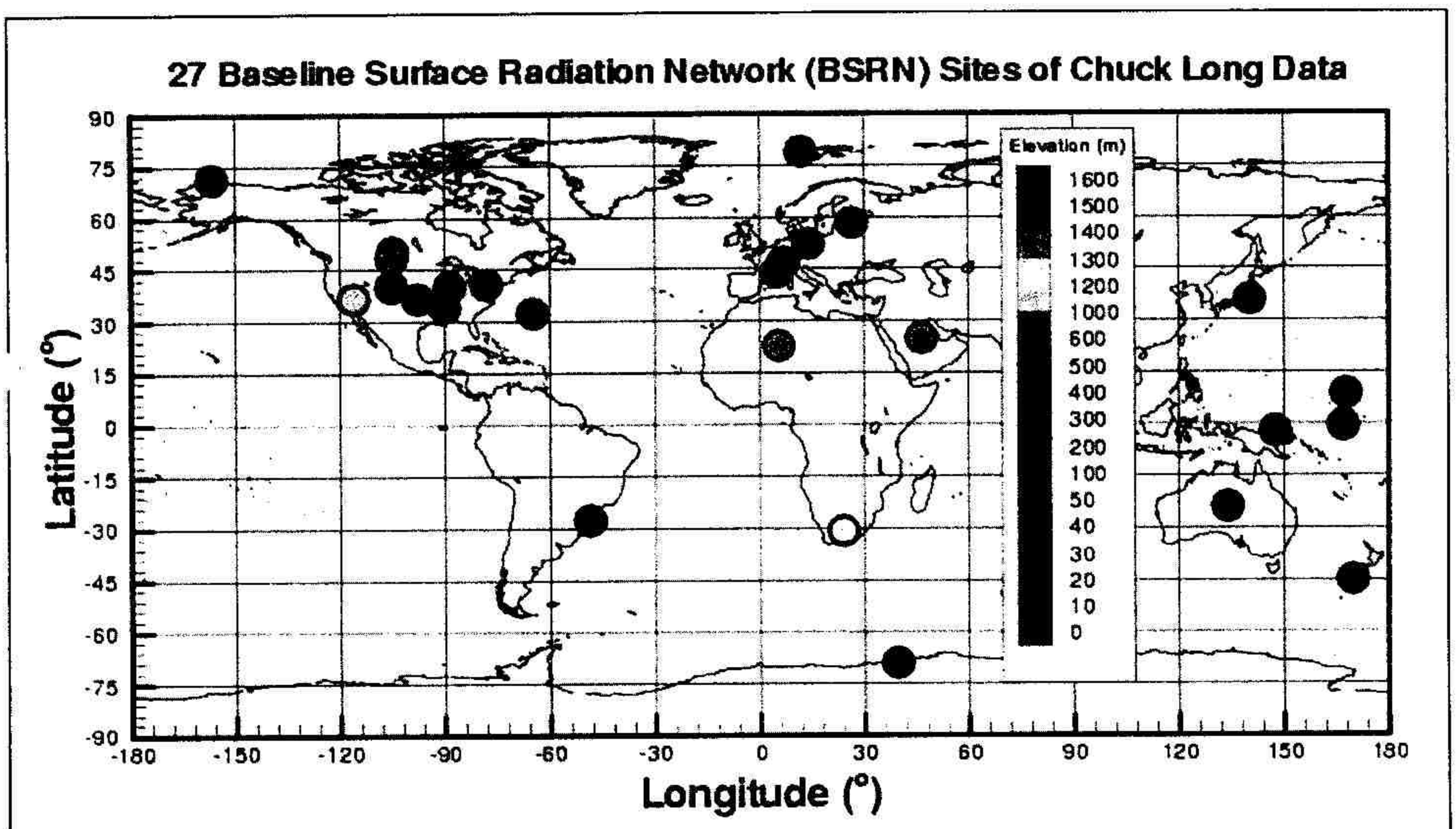


Figure VI-1. Location of ground stations in the Baseline Surface Radiation Network (BSRN) with upward viewing cameras.

Note that for the scatter plots in Figures VI-2, -3, and -4 the comparison statistics are given for the entire globe (i.e. Global), for latitudes north and south of 60^0 (i.e. 60^0 Poleward), and for latitudes from 60^0 S to 60^0 N (i.e. 60^0 Equatorward). The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN month pairs for each latitude region.

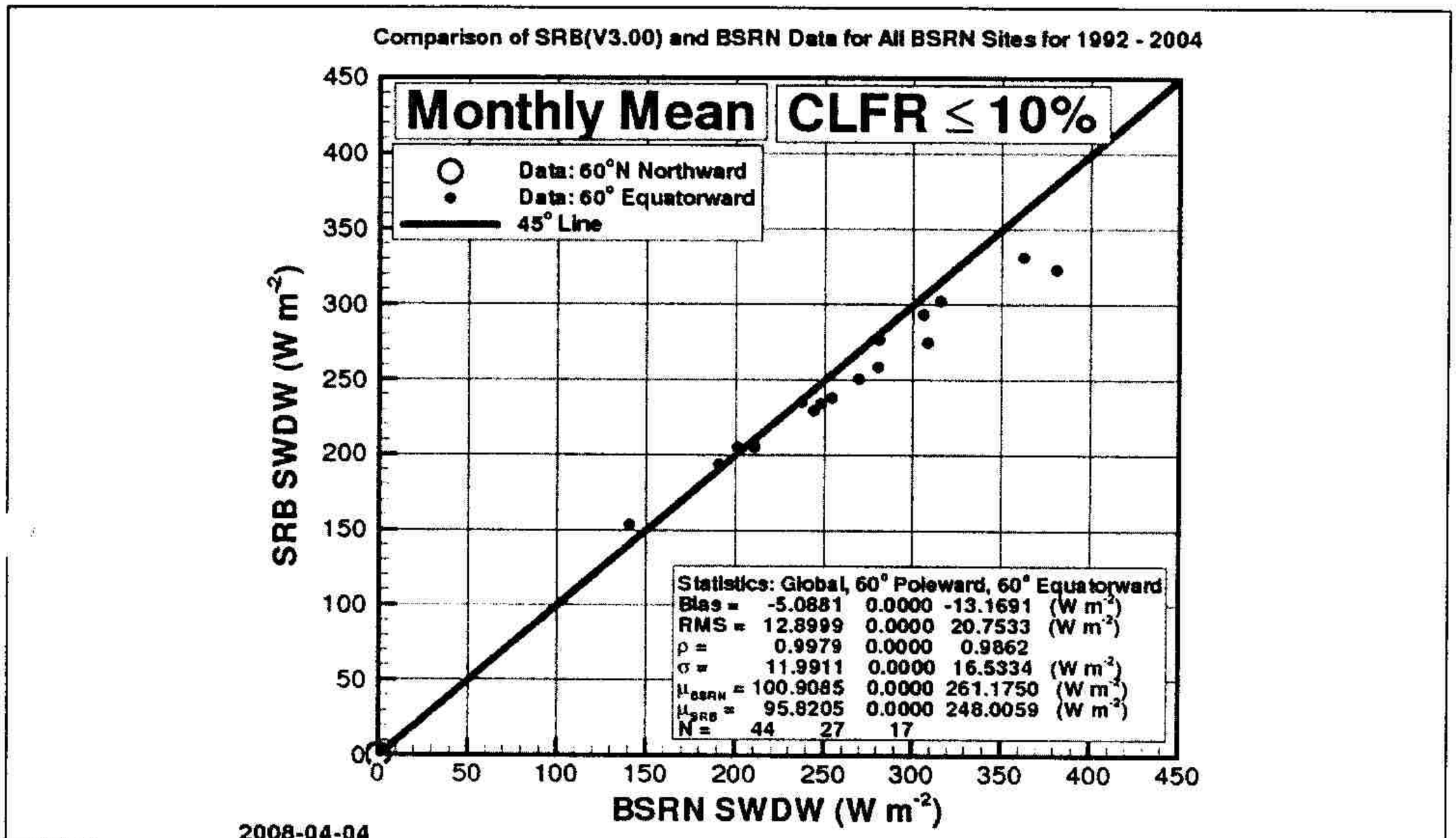


Figure VI-2. Scatter plots of the monthly averaged clear sky diffuse radiation derived from observations at BSRN ground sites vs. monthly averaged values calculated from SRB Release 6.0. Clear sky conditions are for less than 10% cloud cover in field-of-view of both the upward viewing ground and downward viewing satellite cameras. The comparison statistics are given for the entire globe (i.e. Global), for latitudes north and south of 60^0 (i.e. 60^0 Poleward), and for latitudes from 60^0 S to 60^0 N (i.e. 60^0 Equatorward). The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN month pairs for each latitude region. (Note that the solar radiation unit is kWh/day/m^2; multiplying kWh/day/m^2 by 3.6 yields MJ/day/m^2, and by 41.67 yields W/m^2.)

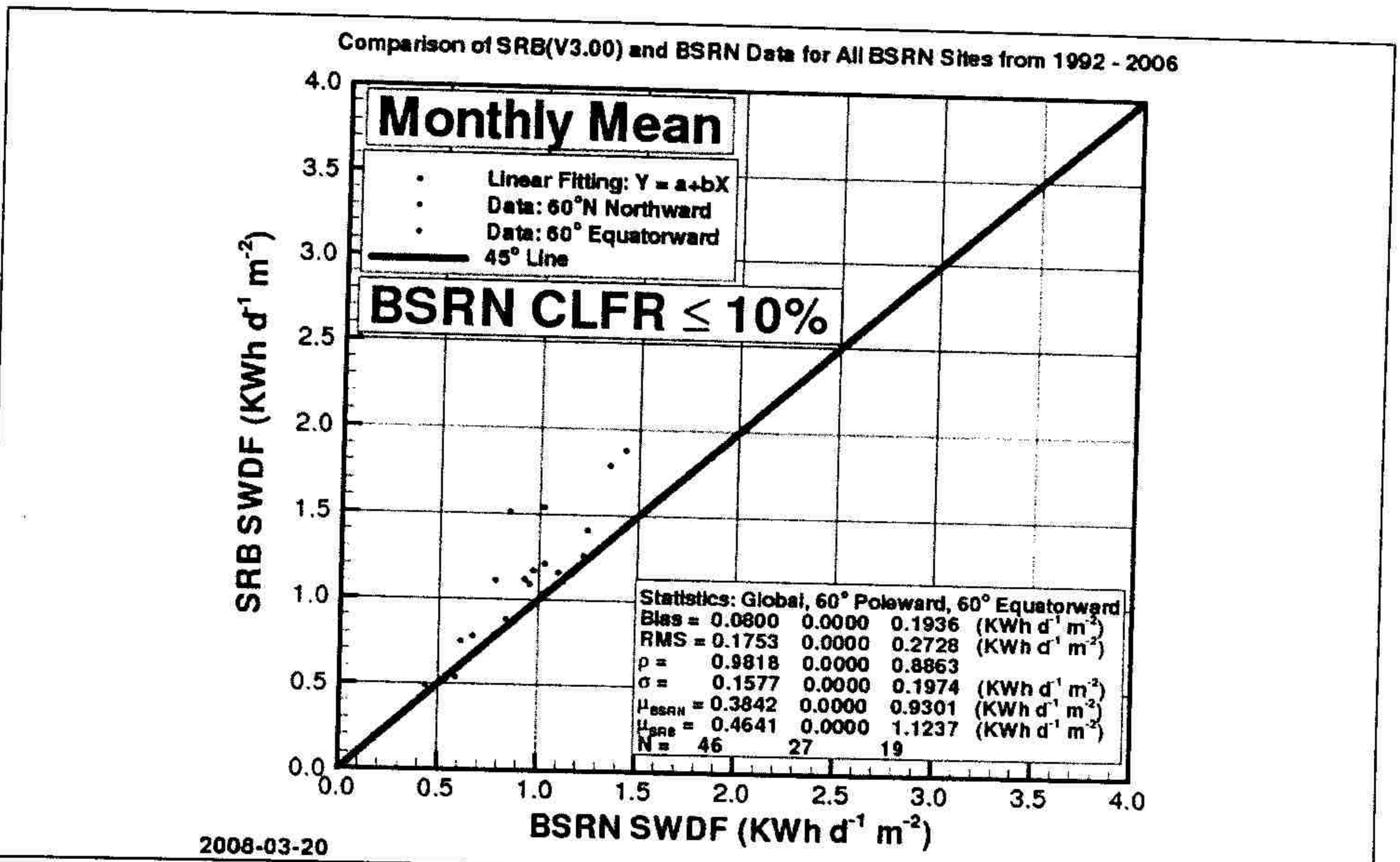


Figure VI-3. Scatter plots of the monthly averaged clear sky diffuse radiation derived from observations at BSRN ground sites and monthly averaged values calculated from SRB Release 6.0 using equations discussed in this section. Clear sky conditions are for less than 10% cloud cover in field-of-view of both the upward viewing ground and downward viewing satellite cameras. The comparison statistics are given for the entire globe (i.e. Global), for latitudes north and south of 60^0 (i.e. 60^0 Poleward), and for latitudes from 60^0 S to 60^0 N (i.e. 60^0 Equatorward). The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the RB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN month pairs for each latitude region. (Note that the solar radiation unit is kWh/day/m^2; multiplying kWh/day/m^2 by 3.6 yields MJ/day/m^2, and by 41.67 yields W/m^2.)

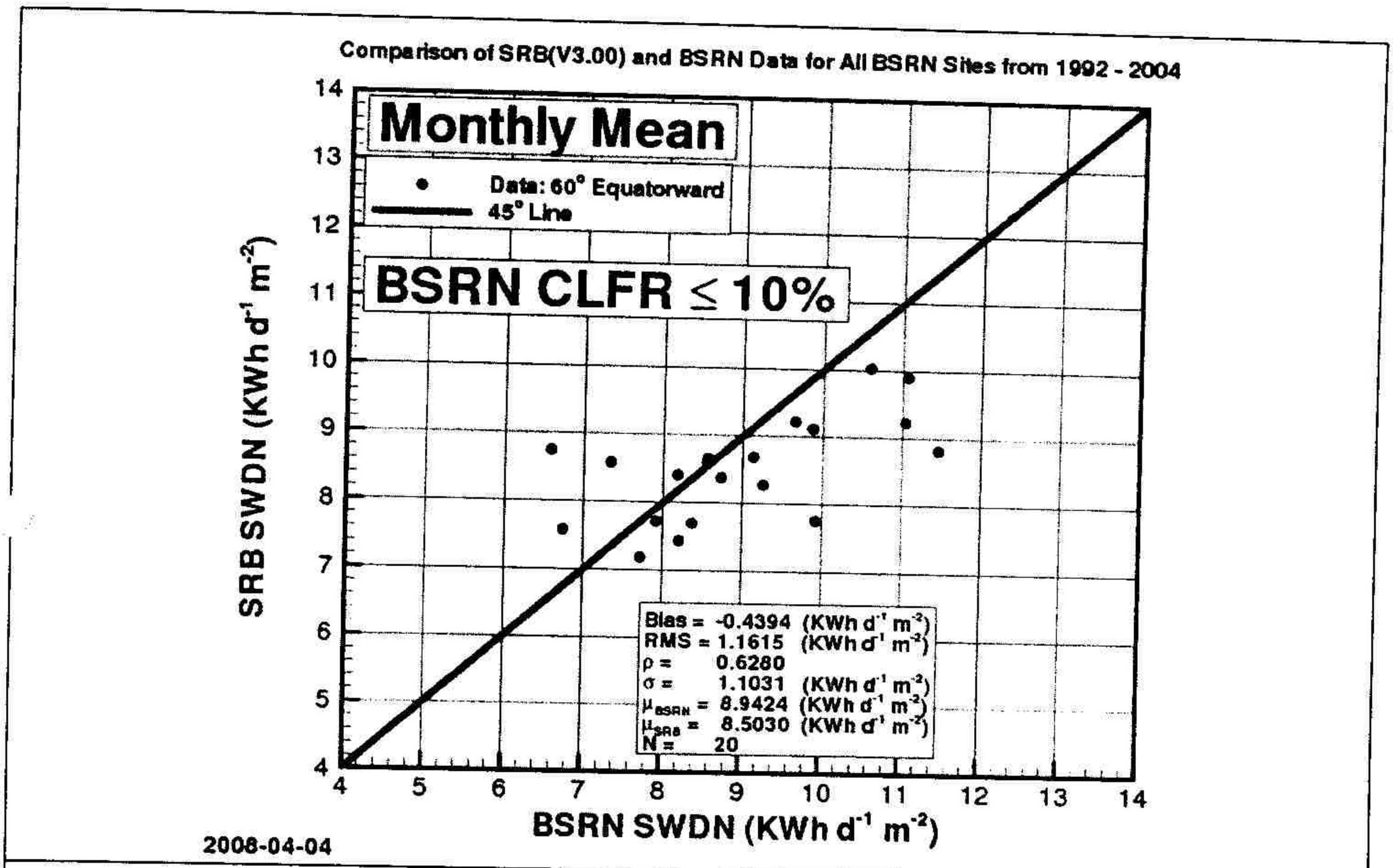


Figure VI-4. Scatter plots of the monthly averaged clear sky direct normal radiation derived from observations at BSRN ground sites and monthly averaged values calculated from SRB Release 6.0 using equations discussed in this section. Clear sky conditions are for less that 10% cloud cover in field-of-view of both the upward viewing ground and downward viewing satellite cameras. The Bias is the difference between the mean (μ) of the respective solar radiation values for SRB and BSRN. RMS is the root mean square difference between the respective SRB and BSRN values. The correlation coefficient between the SRB and BSRN values is given by ρ, the variance in the SRB values is given by σ, and N is number of SRB:BSRN month pairs for each latitude region. (Note that the solar radiation unit is kWh/day/m^2; multiplying kWh/day/m^2 by 3.6 yields MJ/day/m^2, and by 41.67 yields W/m^2.)

(Return to Content)

VII. All Sky Monthly Tilted Surface Insolation

The calculation of the insolation impinging on a tilted surface in SSE Release 6.0 basically follows the method employed by RETScreen (RETScreen 2005). The major difference is that the diffuse radiation in the SSE Release 6.0 is derived from the equations described in Section V. In the remainder of this section we briefly outline the RETScreen method and provide a comparison of the SSE and RETScreen tilted surface insolation. The RETScreen method uses the "monthly average day" hourly calculation procedures where the equations developed by Collares-Pereira and Rabl (1979) and Liu and Jordan (1960) are used respectively for the "monthly average day" hourly insolation and the "monthly average day" hourly diffuse radiation.

First, we describe the method of estimating the hourly horizontal surface insolation (H_h) and horizontal diffuse (H_{dh}) for daylight hours between 30 minutes after sunrise to 30 minutes before sunset during the "monthly

average day". The "monthly average day" is the day in the month whose declination is closest to the average declination for that month (Klein 1977). Table VII.1 lists the date and average declination for each month.

Table VII.1. List of the day in the month whose solar declination is closest to the average declination for that month

Month	Date in month	Declination	Month	Date in month	Declination
January	17	-20.9	July	17	21.2
February	16	-13.0	August	16	13.5
March	16	-2.4	September	15	2.2
April	15	9.4	October	15	-9.6
May	15	18.8	November	14	-18.9
June	11	23.1	December	10	-23.0

$H_h = r_t H$

$H_{dh} = r_d H_d$

where:

H is the monthly average horizontal surface insolation from the SSE data set.
H_d is the monthly average horizontal diffuse from the method described in section V.

solar declination = 23.45*sin[6.303*{(284 + n)/365}]

where:

n = day number of year, 1 = January 1

$\omega_s = \cos^{-1}$[-tan (solar declination)*tan(latitude)], (+ = west relative to solar noon)

where:

ω_s = sunset hour angle

$A = 0.409 + 0.5016 \sin[\omega_s - (\pi/3)]$

$B = 0.6609 - 0.4767 \sin[\omega_s - (\pi/3)]$

$r_t = (\pi/24)*(A + B\cos\omega)*[(\cos\omega - \cos\omega_s)/(\sin\omega_s - \omega_s \cos\omega_s)]$ from Collares-Pereira and Rabl.

where:

ω = solar hour angle for each daylight hour relative to solar noon between sunrise plus 30 minutes and sunset minus 30 minutes. The sun is displaced 15° from the local meridian for each hour from local solar noon.

$r_d = (\pi/24)*[(\cos\omega - \cos\omega_s)/(\sin\omega_s - \omega_s \cos\omega_s)]$ from Liu and Jordan.

Next, we describe the method of estimating hourly total radiation on a tilted surface (H_{th}) as outlined in the RETScreen tilted surface method. The equation, in general terms, is:

H_{th} = solar beam component + sky diffuse component + surface/sky reflectance component

The solution is as follows:

$\cos\theta_{zh} = \cos(\text{latitude}) \cos(\text{solar declination}) \cos\omega + \sin(\text{latitude}) \sin(\text{solar declination})$

$$\cos\theta_h = \cos\theta_{zh}\cos\beta_h + (1 - \cos\theta_{zh})(1 - \cos\beta_h)(\cos(\gamma_{sh} - \gamma_h))$$

where:

β_h = hourly slope of the PV array relative to a horizontal surface. β_h is constant for fixed panels or panels in a vertical- axis tracking system. $\beta_h = \theta_z$ for panels in a two-axis tracking system. Values for other types of tracking systems are given in Braun and Mitchell (1983).

$\gamma_{sh} = \sin^{-1}[(\sin\omega \cos(\text{solar declination}))/\sin\theta_{zh}]$
= hourly solar azimuth angle; angle between the line of sight of the Sun into the horizontal surface and the local meridian. Azimuth is zero facing the equator, positive west, and negative east.

γ_h = hourly surface azimuth of the tilted surface; angle between the projection of the normal to the surface into the horizontal surface and the local meridian. Azimuth is zero facing the equator, positive west, and negative east. γ_h is constant for fixed surfaces. $\gamma_h = \gamma_{ah}$ for both vertical- and two-axis tracking systems. See Braun and Mitchell (1983) for other types of tracking systems.

$$H_{th} = (H_h - H_{dh})(\cos\theta_h/\cos\theta_{zh}) + H_{dh}[(1+\cos\beta_h)/2] + H_h{*}\rho_s[(1-\cos\beta_h)/2]$$

where:

ρ_s = surface reflectance or albedo is assumed to be 0.2 if temperature is above 0°C or 0.7 if temperature is below -5°C. Linear interpolation is used for temperatures between these values.

Finally, monthly average tilted surface insolation (H_t) is estimated by summing hourly values of H_{th} over the "monthly average day". It was recognized that such a procedure would be less accurate than using quality "day-by-day" site measurements, but RETScreen validation studies indicate that the "monthly average day" hourly calculation procedures give tilted surface results ranging within 3.9% to 8.9% of "day-by-day" hourly methods.

Reliable measurements of the solar radiation on tilted surfaces are not available for comparison with either the SSE Release 6.0 or RETScreen tilted surface insolation values. Accordingly, Table VII-2 summarizes the agreement in terms of the Bias and RMSE between the two methods, and the parameters (i.e. slope, intercept, and R^2) characterizing the linear least square fit to the RETScreen values (x-axis) to SSE Release 6.0 values (y-axis) when both the RETScreen and SSE methods have the same horizontal insolation as inputs. Recall that the major difference between the two methods involves the determination of the diffuse radiation, and note that the results from the two methods are in good agreement.

Table VII-2 Summary results from a comparison of the insolation on a tilted surface calculated by RETScreen and SSE Release 6.0 using the same monthly averaged insolation on a horizontal surface

Location	Lat x Long	Tilt Angle	Titled-Bias	Titled-RMSE	Titled-Slope	Titled-In'cept	Titled-R2
Ottawa Int'l Airport, Ontario. Canada	45.3N x 75.7W	45	0.47	0.56	1.17	-1.19	0.94
Berverlodge,Alberta,CN	55.2N x 119.4W	40	0.30	0.36	1.09	-0.65	0.99
Castlegar AP, British Cl, CN	49.3N x 117.6W	49	0.35	0.45	1.24	-1.43	0.99
Totonto Int'l AP, Ontario, CN	43.7N x 79.6W	43	0.06	0.09	1.02	-0.12	1.00
Burmingham,AL	33.6N x 86.8W	48	0.06	0.07	1.05	-0.29	1.00
Dodge City, KS	37.8N x 100.0W	37	0.04	0.07	1.01	-0.11	0.99
Covington, KY	39.1N x 84.7W	39	0.03	0.05	1.00	-0.03	1.00
San Francisco, CA	37.6N x 122.4W	37	0.03	0.05	1.00	-0.01	1.00
San Jose, Costa Rica	10.0N x 84.2W	25	-0.09	0.24	0.79	1.08	0.93
Boulogne Sur Seine, France	50.7N x 1.6E	35	0.15	0.18	1.06	-0.36	1.00
Riyadh (Saud-AFB), Saudi Arabia	24.7N x 46.7E	39	0.09	0.11	1.07	-0.51	0.99
Tabuk (Saud-AFB),Saudi Arabia	28.4N x 36.6E	43	0.07	0.09	1.09	-0.59	0.97
Beer-Sheva/Teyman,Israel	31.2N x 34.8E	46	0.05	0.09	0.98	0.07	0.99
Jerusalem/Atarot, Israel	31.5N x 35.2E	46	0.10	0.12	0.99	-0.05	0.99
Naha (Civ/JASDF), Japan	26.2N x 127.7E	41	0.07	0.08	1.00	-0.08	1.00
Brasila, Brasil	15.8S x 47.9W	30	-0.09	0.24	0.83	1.02	0.94
Antofagasta, Chile	23.4S x 70.5W	38	0.08	0.10	1.01	-0.13	1.00
Arica/Chacallute, Chile	18.4S x 70.5W	33	-0.20	0.49	1.14	-0.50	0.90
Pretoria (Met), S. Africa	25.7S x 28.2E	40	0.06	0.09	1.02	-0.19	0.98
Pietersburg (SAAF), S. Africa	23.9S x 29.5E	38	0.07	0.09	0.99	-0.03	0.98
Johannesburg, S. Africa	26.1S x 28.2E	41	0.04	0.07	1.06	-0.38	0.99
Canberra, Australlia	35.3S x 149.2E	35	0.04	0.06	0.99	0.00	1.00
		AVE =	0.06	0.19	1.00	-0.03	0.94
		STD =	0.15	0.16	0.14	0.86	0.15

(Return to Content)

VIII. Meteorological Parameters

An important input to the SRB radiative transfer model is the global distribution of atmospheric state variables obtained from NASA's Global Model and Assimilation Office (GMAO), Goddard Earth Observing System global assimilation model version 4 (GEOS-4) (http://gmao.gsfc.nasa.gov/systems/geos4/). Briefly, the meteorological parameters emerging from the GEOS-4 model are estimated via "An atmospheric analysis performed within a data assimilation context [that] seeks to combine in some "optimal" fashion the information from irregularly distributed atmospheric observations with a model state obtained from a forecast initialized from a previous analysis." (Bloom, et al., 2005). The model seeks to assimilate and optimize observational data and model estimates of atmospheric variables. Types of observations used in the GEOS-4 analysis include (1) land surface observations of surface pressure; (2) ocean surface observations of sea level pressure and winds; (3) sea level winds inferred from backscatter returns from space-borne radars; (4) conventional upper-air data from rawinsondes (e.g., height, temperature, wind and moisture); (5) additional sources of upper-air data include drop sondes, pilot balloons, and aircraft winds; and (6) remotely sensed information from satellites (e.g., height and moisture profiles, total precipitable water, and single level cloud motion vector winds obtained from geostationary satellite images). Emerging from the GEOS-4 analysis are 3-hourly global estimates of the vertical distribution of a range of atmospheric parameters.

The GEOS-4 data products are initially output on a 1^0 by 1.25^0 grid with 50 atmospheric levels, on 3-hourly time steps (e.g. 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, and 21 GMT). For use by the SRB retrieval, the GEOS-4 products are bi-linearly interpolated to a 1^0 by 1^0 grid. As a result of the GEOS-4 data being an integral component of the SRB retrieval process, it is readily available to the POWER/SSE project. Table III-2 lists the basic parameters that the POWER/SSE project obtains from GEOS-4.

(Return to Content)

***A. Validation of Daily Mean and Daily Maximum and Minimum Temperatures*:**
In addition to the analysis reported by the NASA's Global Model and Assimilation Office (GMAO) (Bloom, et al.), the POWER/SSE project initiated a study focused on determining the accuracy of the GEOS-4 meteorological parameters in terms of the applications within the POWER/SSE project. In particular, the GEOS-4 temperatures (minimum, maximum and daily averaged air and dew point), relative humidity, and surface pressure have been explicitly compared to global data obtained from the National Climate Data Center (NCDC - http://www.ncdc.noaa.gov/oa/ncdc.html) global "Summary of the Day" (gsod) files, and to observations from other high quality networks such as the Surface Radiation (SURFRAD - http://www.srrb.noaa.gov/surfrad/index.html), Atmospheric Radiation Measurement (ARM - http://www.arm.gov/), as well as observations from automated weather data networks such as the High Plains Regional Climate Center (HPRCC - http://www.hprcc.unl.edu/index.php).

In this section we will focus primarily on the analysis of the GEOS-4 daily maximum and minimum temperatures, and the daily mean temperature using observations reported in the NCDC –gsod files, with only summary comments regarding results from the other observational networks noted above. The GEOS-4 re-analysis model outputs meteorological parameters at 3-hourly increments (e.g. 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, and 21 Z) on a global 1^0 by 1.25^0 grid at 50 pressure levels. This 1^0 by 1.25^0 grid is bi-linearly interpolated to a 1^0 by 1^0 grid to match the SRB Release 6.0 solar radiation values. The local daily maximum (Tmax) and minimum (Tmin) temperature, and the local daily mean (Tave) temperature at 2 meters above the surface were obtained from the GEOS-4 3-hourly data. The GEOS-4 meteorological data spans the time period from January 1, 1983 –through near real time. However, our comparative analysis has used observational data from January 1, 1983 - through December 31, 2006.

The observational data reported in the NCDC – gsod files are hourly observations, typically beginning at 0Z, and from globally distributed ground stations. For the analysis reported herein, the daily Tmin, Tmax, and Tave at each observational station in the NCDC files were derived from the hourly observations filtered by an "85%" selection criteria applied to the observations reported for each station. Namely, only data from NCDC stations reporting 85% or greater of the possible 1-hourly observations per day and 85% or greater of the possible days per month were used to determine the daily Tmin, Tmax, and Tave included in comparisons with the GEOS-4 derived data. Figure VIII-A.1 illustrates the global distribution of the surface stations remaining in the NCDC data files for 1983 and 2004 after applying our 85% selection criteria. Note that the number of stations more that doubled from 1983 (e.g. 1104 stations) to 2004 (e.g. 2704 stations), and that majority of the stations are located in the northern hemisphere.

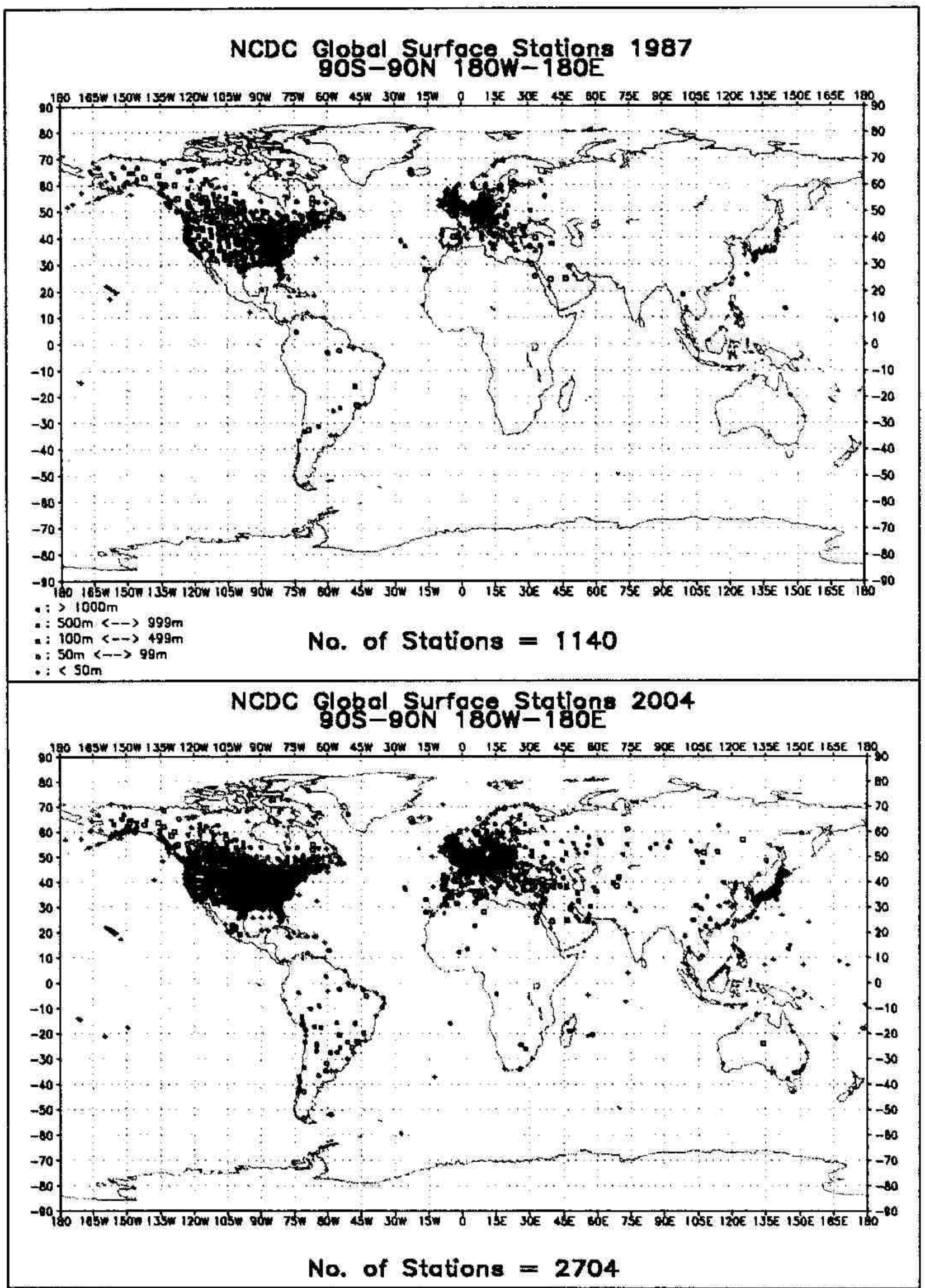


Figure VIII-A.1: Top (a) and bottom (b) figures show distribution of NCDC stations meeting 85% selection criteria for 1987 and 2004, respectively.

Unless specifically noted otherwise, all air temperature validations have used GEOS-4 values and ground observations at an elevation of 2 meters above the earth's surface. We also note again that all values in POWER/SSE Release 6.0 (e.g. solar and meteorological) represent the average over a 1° latitude by 1° longitude grid cell. Figures VIII-A.2a, -A.2b, and –A.2c are, respectively, scatter plots of Tave, Tmax, and Tmin derived from ground observations in the NCDC files versus GEOS-4 values for the years 1987 and 2004. These plots illustrate the agreement typically observed for all the years 1983 through 2005. In the upper left

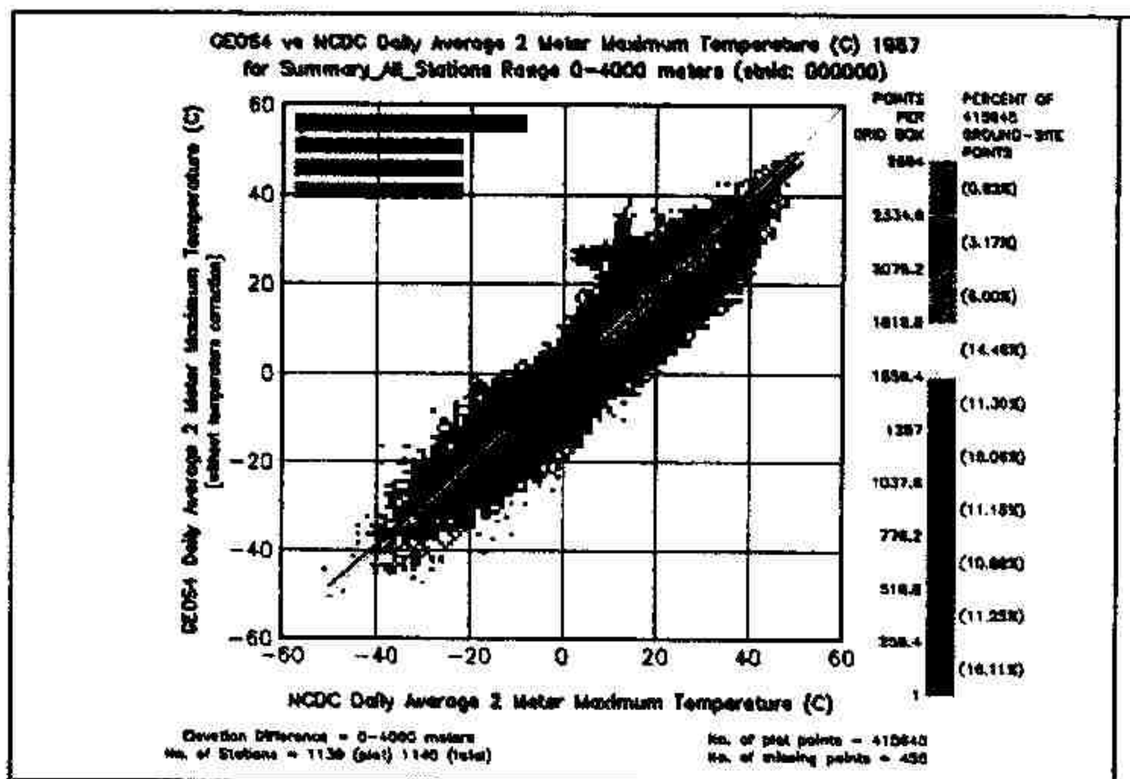
corner of each figure are the parameters for the linear least squares regression fit to theses data, along with the mean Bias and RMSE between the GEOS-4 and NCDC observations. The mean Bias and RMSE are given as:

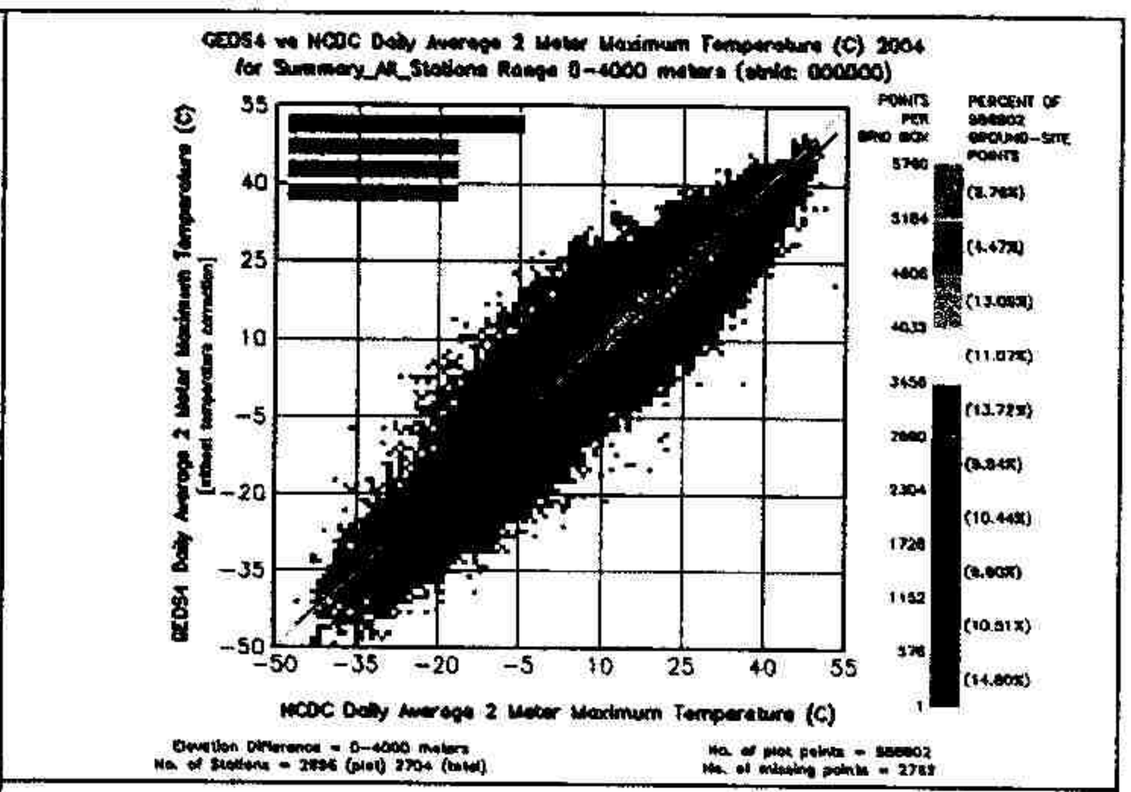
$$\text{Bias} = \sum_j \{\sum_i \{[(T_i^j)_{GEOS4} - (T_i^j)_{NCDC}]\}\}/N$$

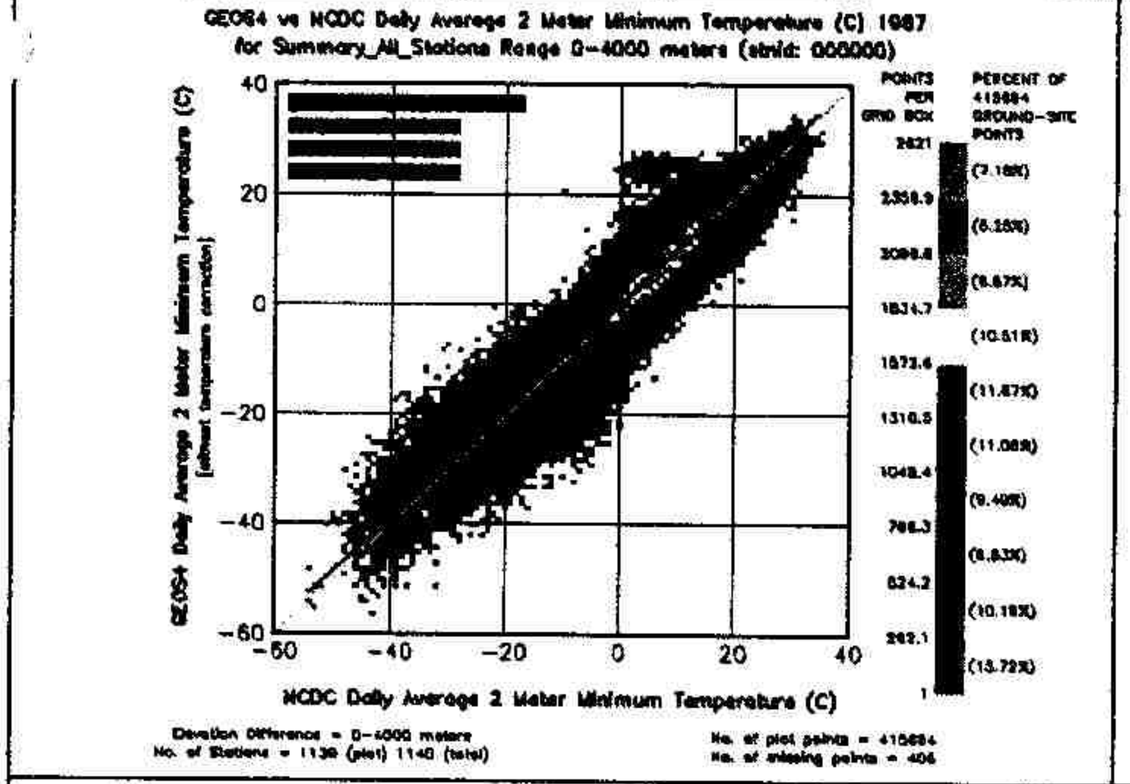
$$\text{RMSE} = \{\sum_j \{\sum_i \{[(T_i^j)_{GEOS4} - (T_i^j)_{NCDC}]^2/N\}\}\}^{1/2},$$

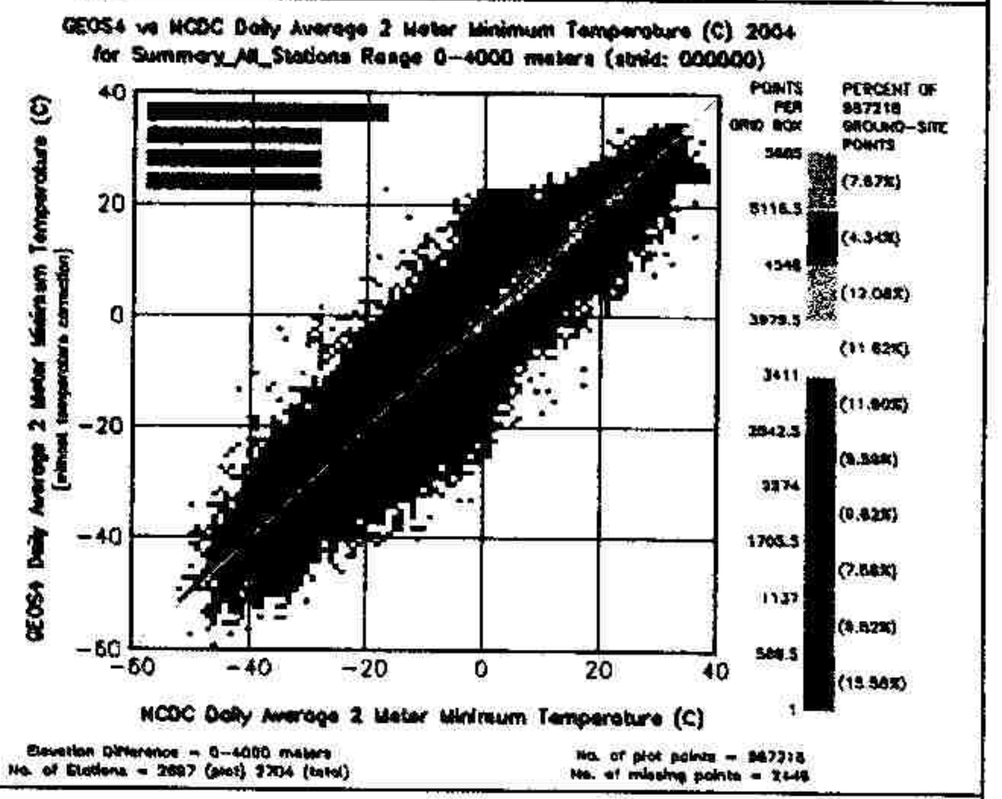
where, $\sum_i$ is summation over all days meeting the 85% selection criteria, $\sum_j$ indicates the sum over all stations, $(T_i^j)_{NCDC}$ is the temperature on day i for station j, and $(T_i^j)_{GEOS4}$ is the GEOS-4 temperature corresponding to the overlapping GEOS-4 1-degree cell for day i and station j, and N is the number of matching pairs of NCDC and GEOS-4 values. For the year 1987, 1139 stations passed our 85% selection criteria yielding 415,645 matching pairs on NCDC/GEOS-4 values; for 2004, 2697 stations passed yielding 987,451 matching pairs of NCDC/GEOS-4 temperature values. The color bar along the right side of the scatter plot provides a measure of the distribution of the NCDC/GEOS-4 temperature pairs. For example, in Figure III-A.2a, each data point shown in dark blue represents a 1-degree cell with 1 to 765 matching temperature pairs, and all of the 1-degree cells shown in dark blue contain 15.15% of the total number of ground site points. Likewise, the darkest orange color represent 1-degree cells for which there are from 6120 to 6885 matching temperature pairs, and taken as a group all of the 1-degree cells represented by orange contain 10.61% if the total number of matching ground site points. Thus, for the data shown in Figure VIII-A.2a, approximately 85% of matching temperature pairs (i.e. excluding the data represented by the dark blue color) is "tightly" grouped along the 1:1 correlation line.

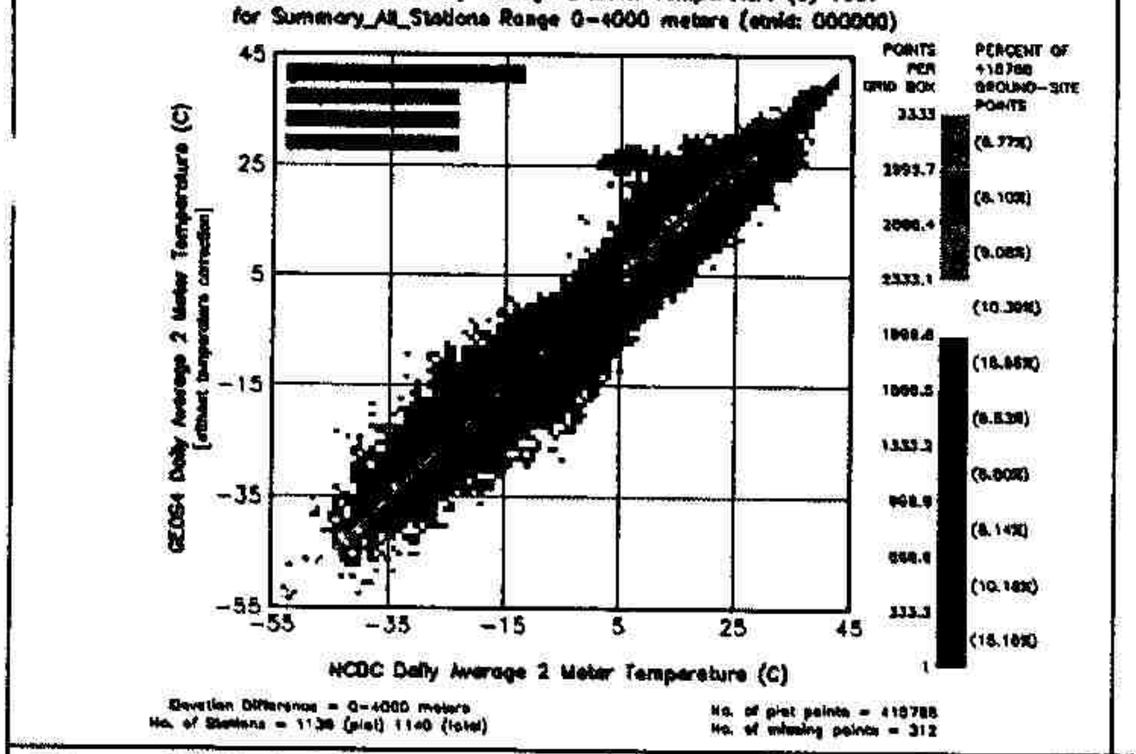
In general the scatter plots shown in Figure VIII-A.2, and indeed for all the years from 1983 through 2006, exhibit good agreements between the GEOS-4 data and ground observations. Notice however that for both the 1987 and 2004 data, on a global basis, the GEOS-4 Tmax bias is cooler (e.g. -1.9 C in 1987 and -1.8 C in 2004), the GEOS-4 Tmin bias is warmer (e.g. 0.4 ° C in 1987 and 0.2 ° C in 2004), and that GEOS-4 Tave bias is cooler (e.g. -0.5 ° C in 1987, and -0.6 ° C in 2004) relative to values reported by the NCDC stations. Similar trends in the respective biases between GEOS-4 and NCDC observations were noted for each year from 1983 – 2006 (see Table VIII-A.1 below). The ensemble average for the years 1983 – 2006 yields a GEOS-4 Tmax which is 1.82° C cooler than observed at NCDC ground Sites, a Tmin about 0.27° C warmer, and a Tave about 0.55° C cooler. Similar trends are also observed for measurements from other meteorological networks. For example, using the US National Weather Service Cooperative Observer Program (COOP) observations, White, et al (2008) found the mean values of GEOS-4 Tmax, Tmin, and Tave to be respectively 2.4° C cooler, Tmin 1.1° C warmer, and 0.7 ° C cooler that the COOP values.











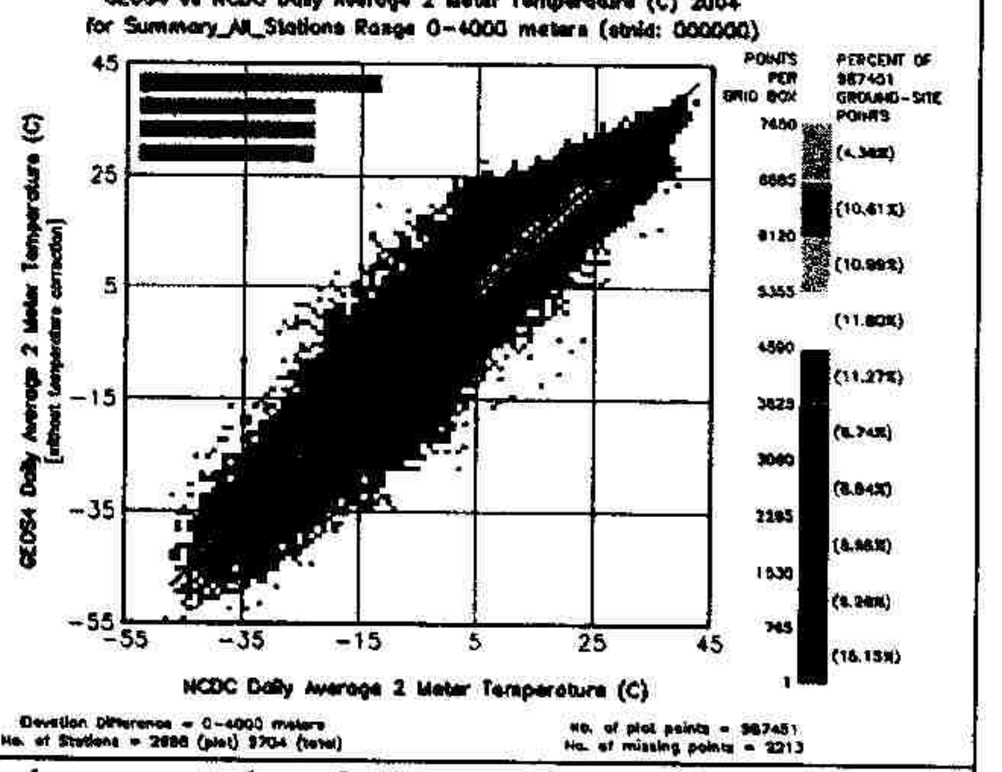


Figure VIII-A.2. Top (a), middle (b) and bottom (c) figures show the scatter plot of ground site observations versus GEOS-4 values of Tmax, Tmin, and Tave for the years 1987 and 2004. The color bar in each figure indicates the number and percentage of ground stations that are included within each color range. (WRS)

Table VIII-A.1.Comparison of NCDC and GEOS-4 Temperatures with no corrections to GEOS-4 values.															
	Tmax					Tmin					Tave				
Year	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)
2006	0.97	-1.28	0.92	3.88	-1.72	1.00	0.09	0.90	3.59	0.11	1.02	-0.79	0.94	2.82	-0.59
2005	0.97	-1.40	0.92	4.00	-1.92	0.99	0.20	0.91	3.57	0.16	1.01	-0.81	0.95	2.81	-0.67
2004	0.97	-1.20	0.91	3.86	-1.78	0.99	0.28	0.91	3.50	0.24	1.01	-0.69	0.94	2.76	-0.60
2003	0.95	-0.91	0.91	3.96	-1.74	0.99	0.46	0.91	3.49	0.38	1.00	-0.47	0.94	2.82	-0.53
2002	0.94	-0.68	0.91	4.06	-1.94	0.98	0.47	0.90	3.55	0.30	0.98	-0.48	0.94	2.85	-0.66
2001	0.97	-1.69	0.92	4.00	-2.20	1.00	0.10	0.90	3.62	0.11	1.01	-0.97	0.95	2.78	-0.81
2000	0.97	-1.17	0.91	3.84	-1.67	1.00	0.25	0.91	3.50	0.27	1.01	-0.65	0.94	2.77	-0.52
1999	0.97	-1.25	0.91	3.80	-1.78	0.99	0.47	0.91	3.37	0.39	1.00	-0.60	0.95	2.63	-0.54
1998	0.98	-1.29	0.92	3.67	-1.71	0.99	0.11	0.91	3.27	0.07	1.01	-0.81	0.94	2.62	-0.68
1997	0.97	-1.20	0.92	3.64	-1.66	0.99	-0.01	0.91	3.30	-0.05	1.00	-0.72	0.95	2.67	-0.68
1996	0.95	-0.71	0.91	3.67	-1.56	0.98	0.27	0.91	3.31	0.15	0.99	-0.46	0.94	2.66	-0.55
1995	0.97	-1.44	0.92	3.93	-1.91	1.00	0.32	0.92	3.44	0.29	1.01	-0.69	0.95	2.69	-0.60
1994	0.98	-1.58	0.92	4.08	-1.93	1.00	-0.01	0.91	3.55	-0.04	1.01	-0.82	0.95	2.85	-0.71
1993	0.96	-1.22	0.92	3.93	-1.80	0.99	0.22	0.92	3.40	0.16	1.00	-0.51	0.95	2.68	-0.52
1992	0.95	-0.92	0.91	3.90	-1.70	0.98	0.43	0.90	3.46	0.33	1.00	-0.43	0.94	2.67	-0.43
1991	0.95	-1.05	0.91	4.14	-1.89	0.99	0.35	0.91	3.45	0.27	1.00	-0.45	0.94	2.80	-0.49
1990	0.95	-1.12	0.90	4.18	-1.94	0.99	0.40	0.91	3.49	0.35	1.00	-0.44	0.94	2.79	-0.49
1989	0.96	-1.18	0.91	4.15	-1.91	0.99	0.48	0.92	3.50	0.42	0.99	-0.40	0.95	2.79	-0.46
1988	0.95	-1.11	0.91	4.03	-1.90	0.99	0.55	0.91	3.38	0.47	1.00	-0.38	0.95	2.63	-0.42
1987	0.94	-0.93	0.91	3.99	-1.87	0.98	0.48	0.91	3.38	0.36	0.99	-0.42	0.94	2.66	-0.49
1986	0.95	-1.02	0.91	4.05	-1.88	0.98	0.52	0.91	3.37	0.39	0.99	-0.35	0.94	2.70	-0.45
1985	0.96	-1.11	0.92	4.03	-1.84	0.99	0.38	0.92	3.58	0.32	0.99	-0.44	0.95	2.83	-0.49
1984	0.96	-1.07	0.91	4.00	-1.79	1.00	0.44	0.91	3.46	0.41	1.00	-0.45	0.94	2.79	-0.47
1983	0.96	-1.19	0.91	4.02	-1.78	0.99	0.41	0.91	3.44	0.34	1.00	-0.49	0.94	2.82	-0.52
Average	0.96	-1.16	0.91	3.95	-1.82	0.99	0.32	0.91	3.46	0.26	1.00	-0.57	0.94	2.75	-0.56
STDEV	0.01	0.22	0.01	0.15	0.13	0.01	0.17	0.01	0.10	0.14	0.01	0.17	0.00	0.08	0.10

Figures VIII-A.3a and VIII-A.3b, showing the differences between the 2004 yearly mean values of Tmin and Tmax for the NCDC and the corresponding GEOS-4, suggest at least one factor contributing to the bias between GEOS-4 and ground observations. Recall that the GEOS-4 temperatures represent the average over a 1° by 1° latitude/longitude cell. With this in mind, note that the mountainous regions of western US clearly exhibit the largest differences between the NCDC and GEOS-4 temperatures, particularly for Tmax. We also note that, coastal regions where the 1-degree GEOS-4 cell is too coarse to capture localized ocean/land gradients also tend to exhibit larger differences.

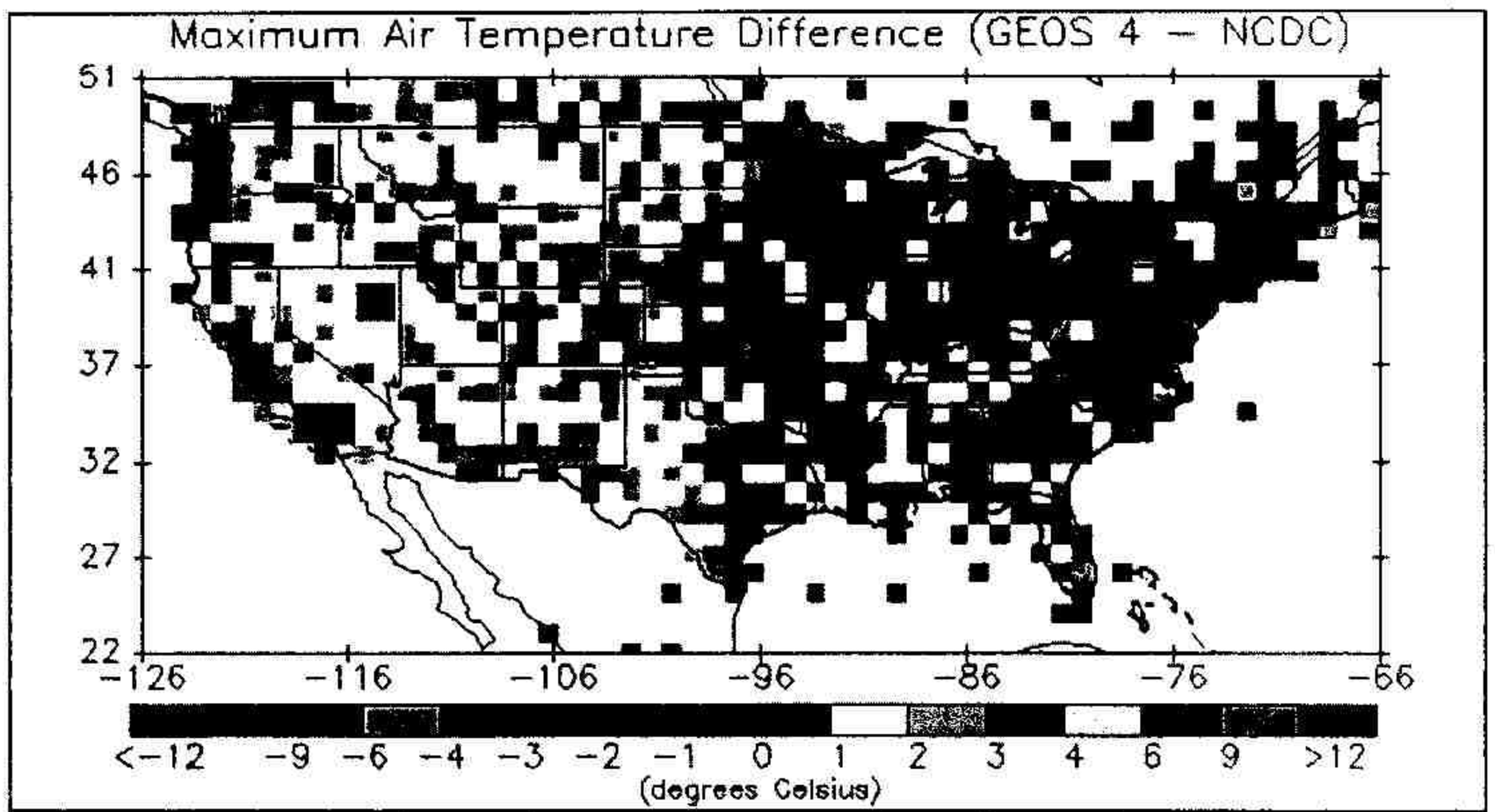


Figure VIII-A.3b: Difference between the mean values of Tmax for the NCDC and GEOS-4 data (2004)

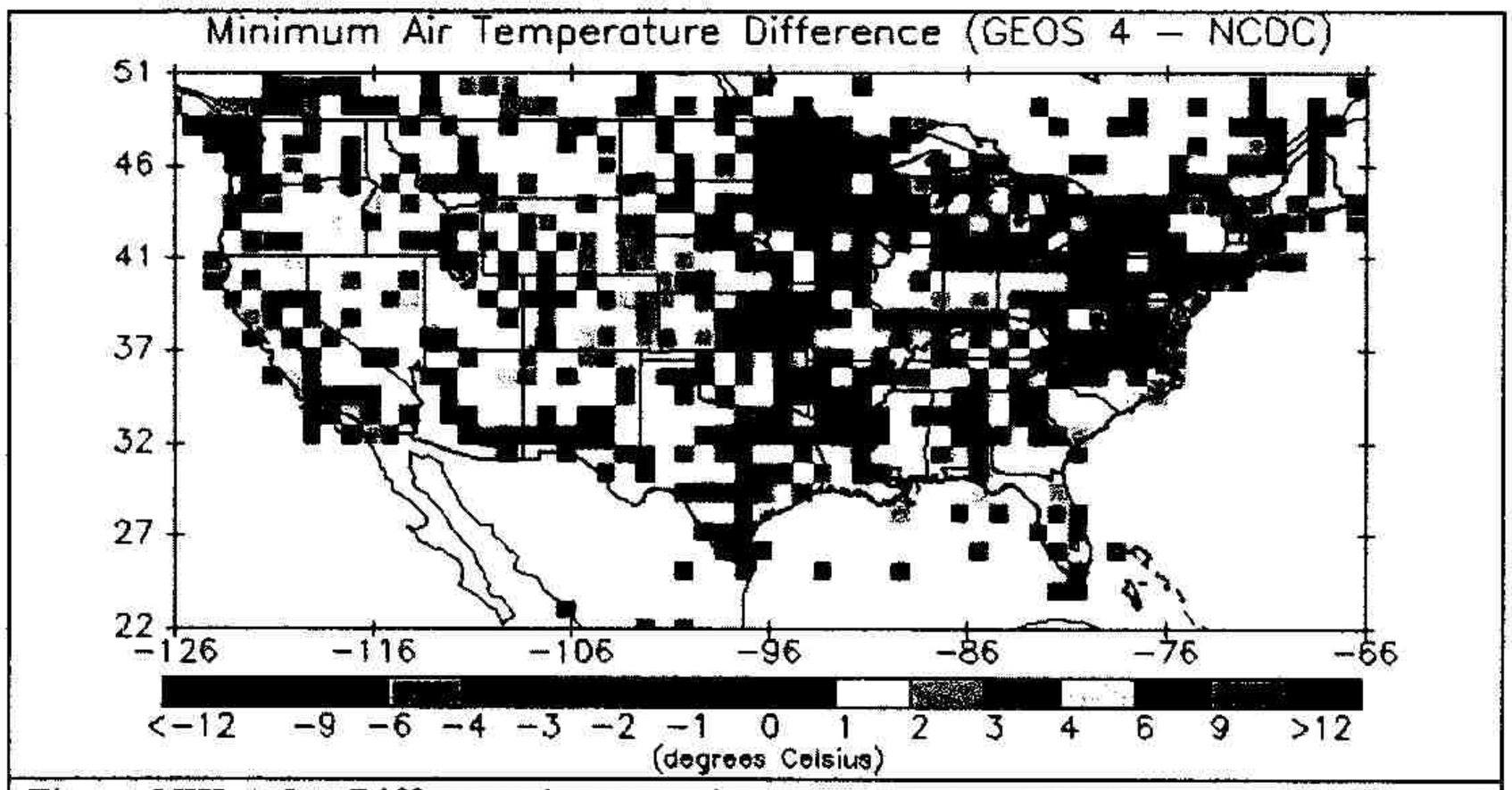
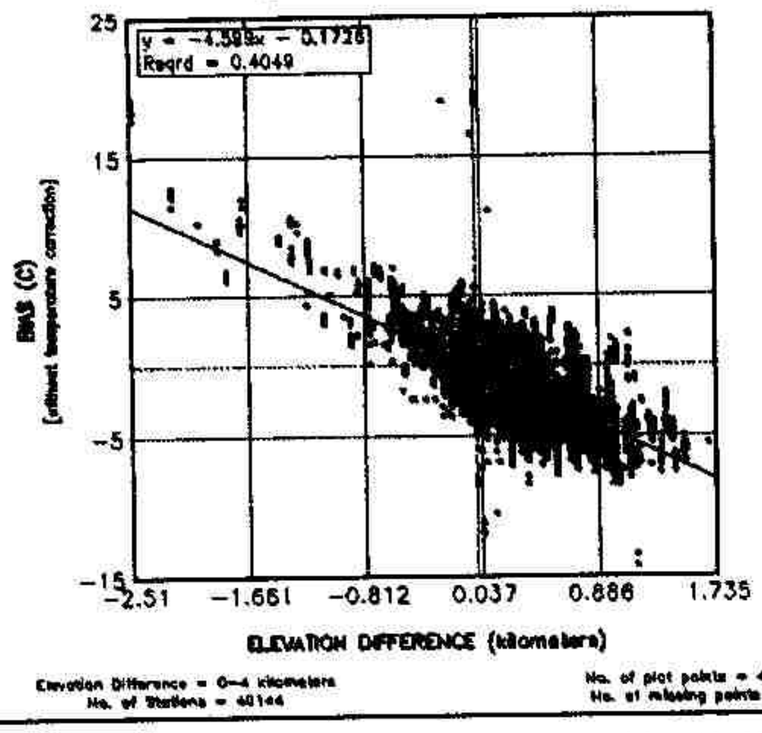


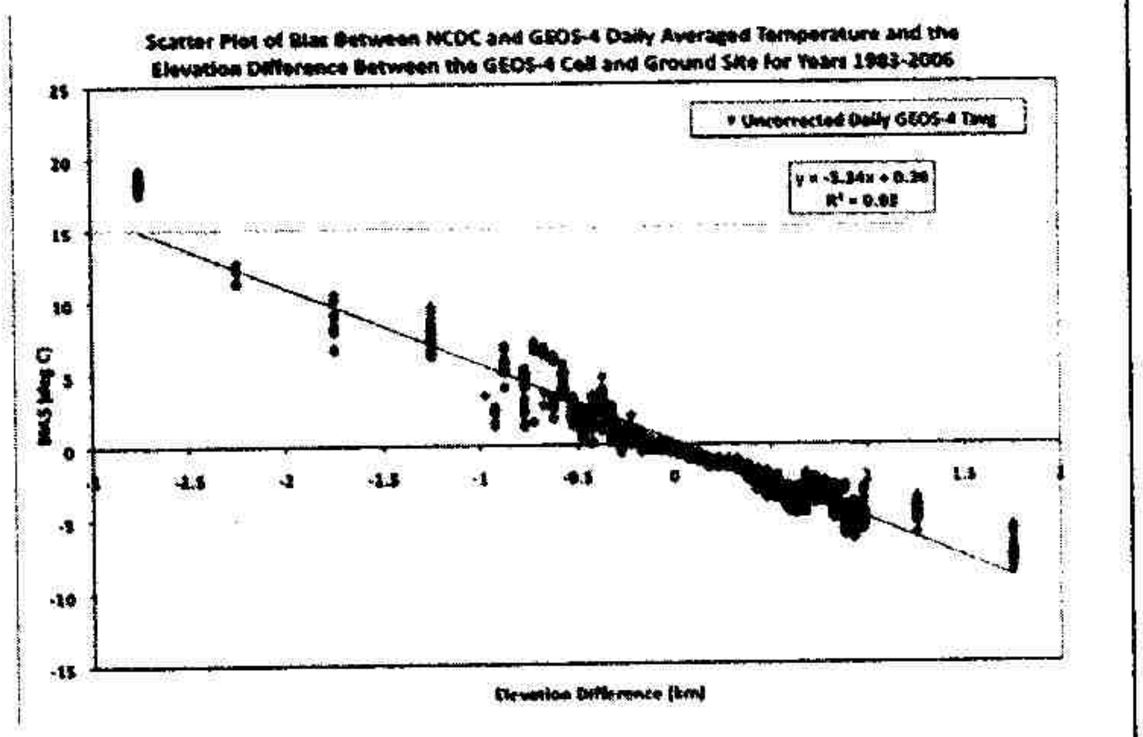
Figure VIII-A.3a: Difference between the mean values of Tmin for the NCDC and GEOS-4 data (2004)

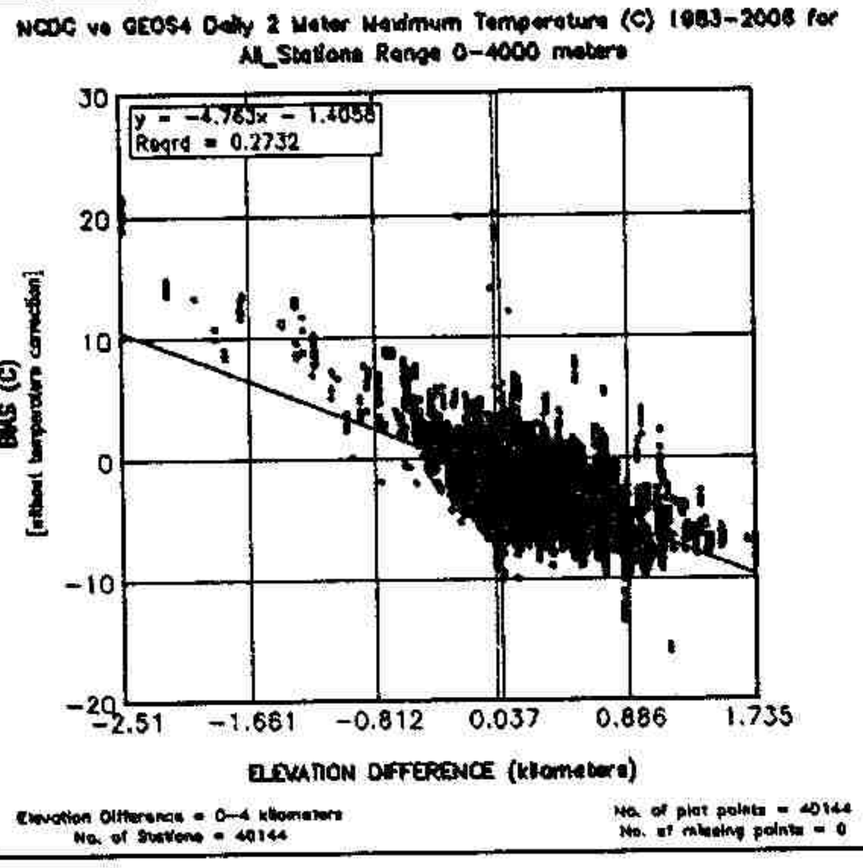
The dependence of the biases between GEOS-4 and ground site observations relative to the elevation difference between the GEOS-4 cell and NCDC ground site stations is examined in more detail for the years 1983 - 2006 in Figure VIII-A.4. Here, the biases between the GEOS-4 and NCDC Tave, Tmax, and Tmin are plotted against the difference in the elevation of the 1-degree GEOS-4 cell and the ground site elevation for all stations meeting our 85% selection criteria. In the left column, the bias and elevation difference for all stations are explicitly plotted. In the right column, the stations have been grouped into elevation difference bins (e.g. 0 to 50m; >50m to 100m; >100m to 150m; etc.) and plotted against the mean bias for the respective elevation bin.

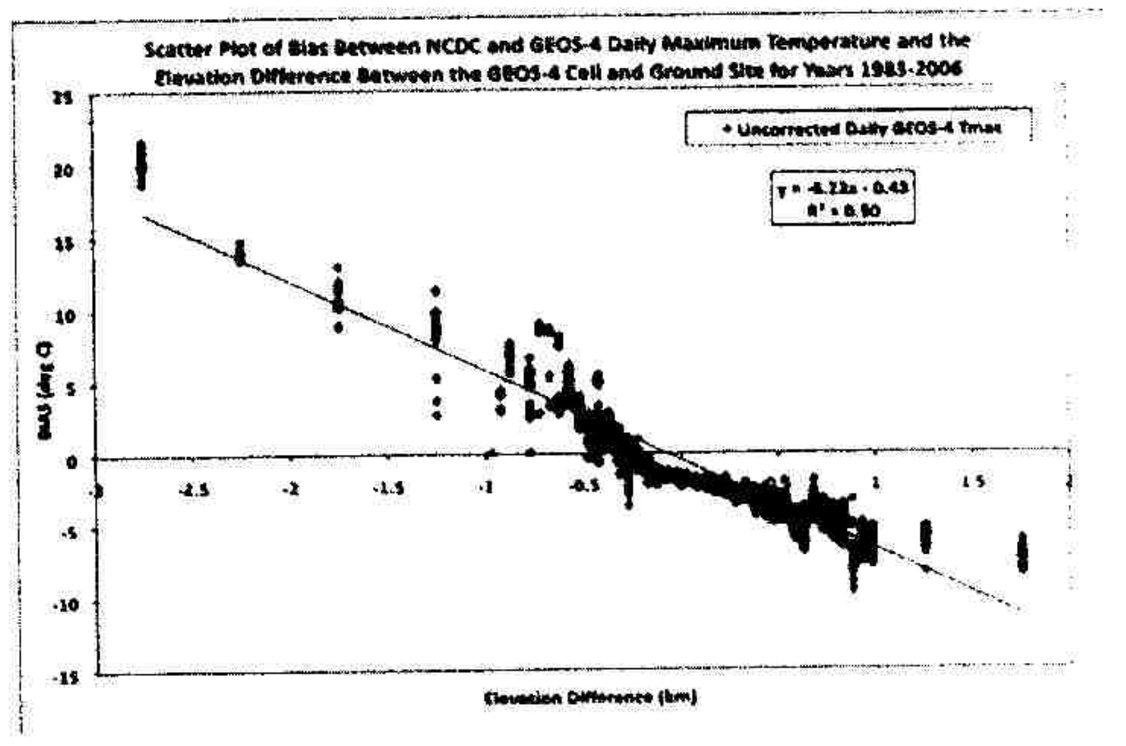
The dependence of the bias between the GEOS-4 and NCDC temperature values on the elevation difference between the GEOS-4 cell and ground elevation is clearly evident in Figure VIII-A.4 and can be attributed to the tropospheric temperature lapse rate. In regions where the average elevation of the GEOS-4 1-degree grid cell is above a ground site the GEOS-4 temperatures will typically be cooler that the values reported at the ground site consistent with the overall GEOS-4 bias relative to the NCDC values seen in Table VIII-A.1. Applying a "correction" to the GEOS-4 temperature based upon the altitude difference and the appropriate lapse rate should remove this elevation difference dependence and bring the GEOS-4 values in closer agreement with ground site observations.

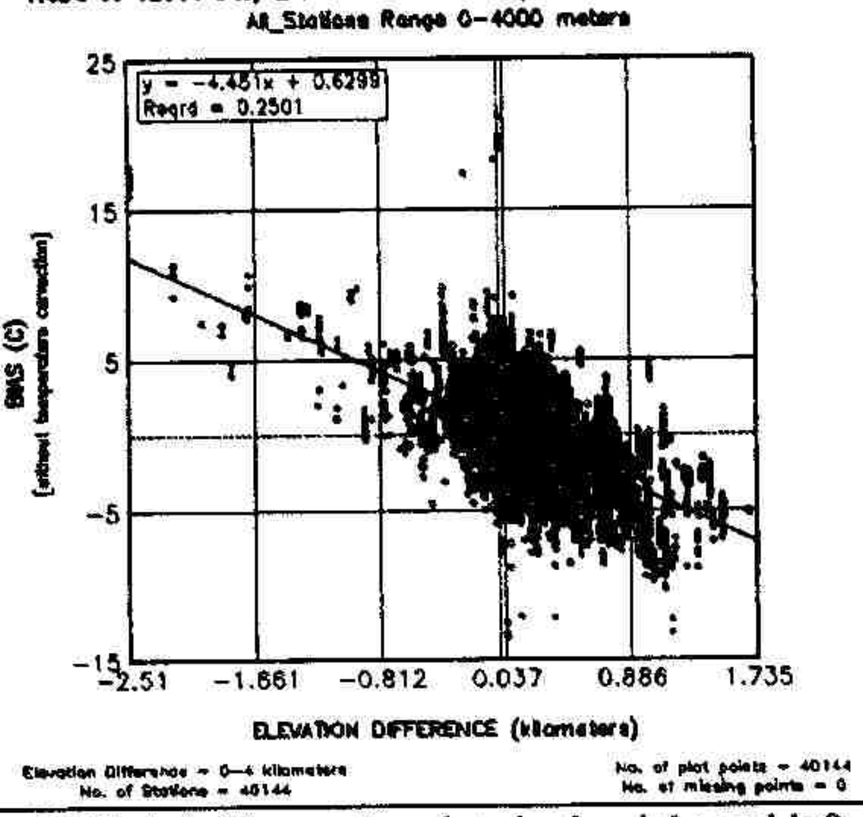
Table VIII-A.2 gives the parameters associated with linear regression fits to the bias between the GEOS-4 values and the NCDC values versus the corresponding elevation difference for each individual year between 1983 and 2006. The regression parameters are for scatter plots of altitude binned data (i.e. See the right hand column of Figure VIII-A.4 as an example of an altitude binned scatter plot.), and is included here to illustrate the yearly consistency in the binned data. Note in particular, that the averaged of all the linear regression slopes in Table VIII-A.2 is approximated equal to the slope of the regression fit to the ensemble of data (see right hand column of Figure VIII-A.4) which, for convenience, is given in the bottom row of Table VIII-A.2. We have taken the average of the Tmax, Tmin, and Tave slopes (e.g. -6.1, -4.7 and -5.3 ^{0}C/kM) as the global lapse rates we recommend for adjusting GEOS-4 Tmax, Tmin, and Tave values to a particular ground site elevation.











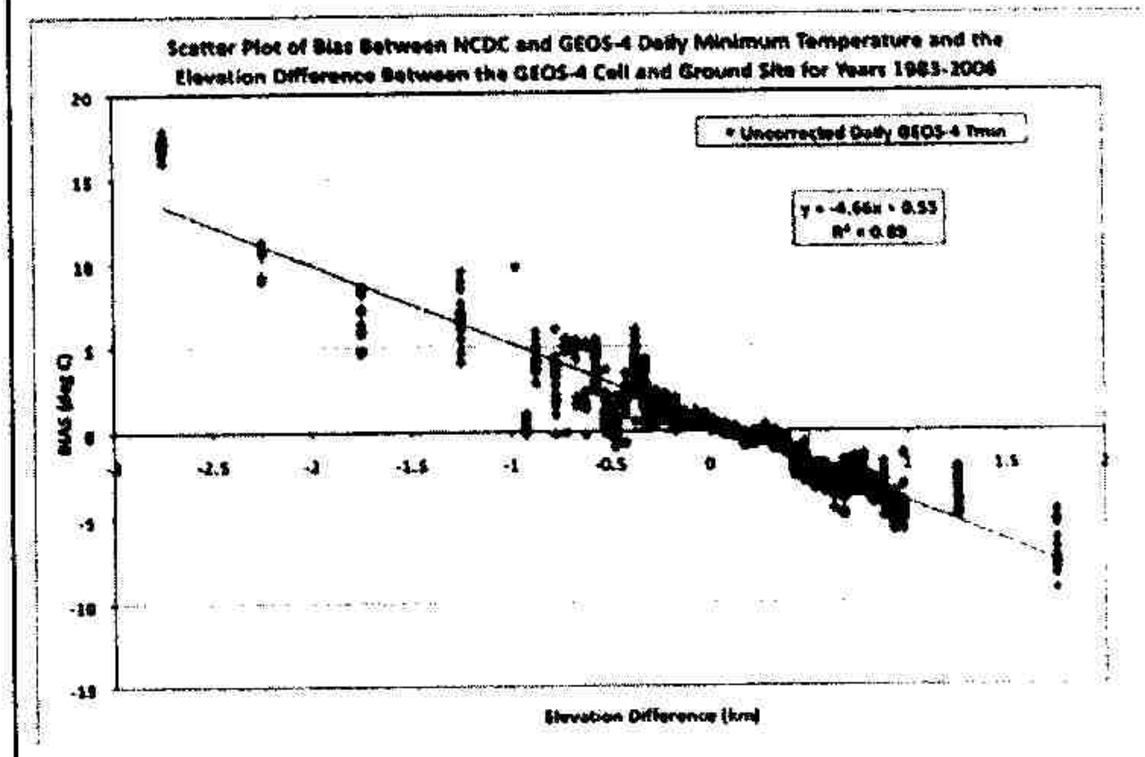
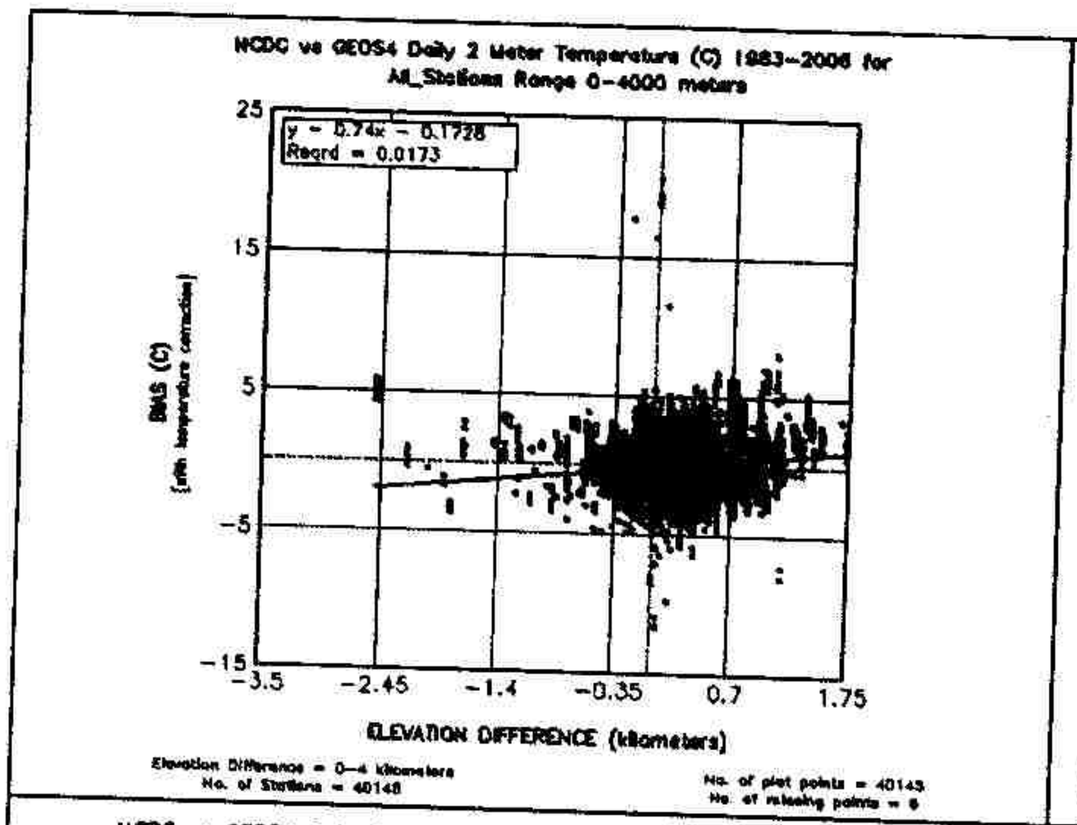


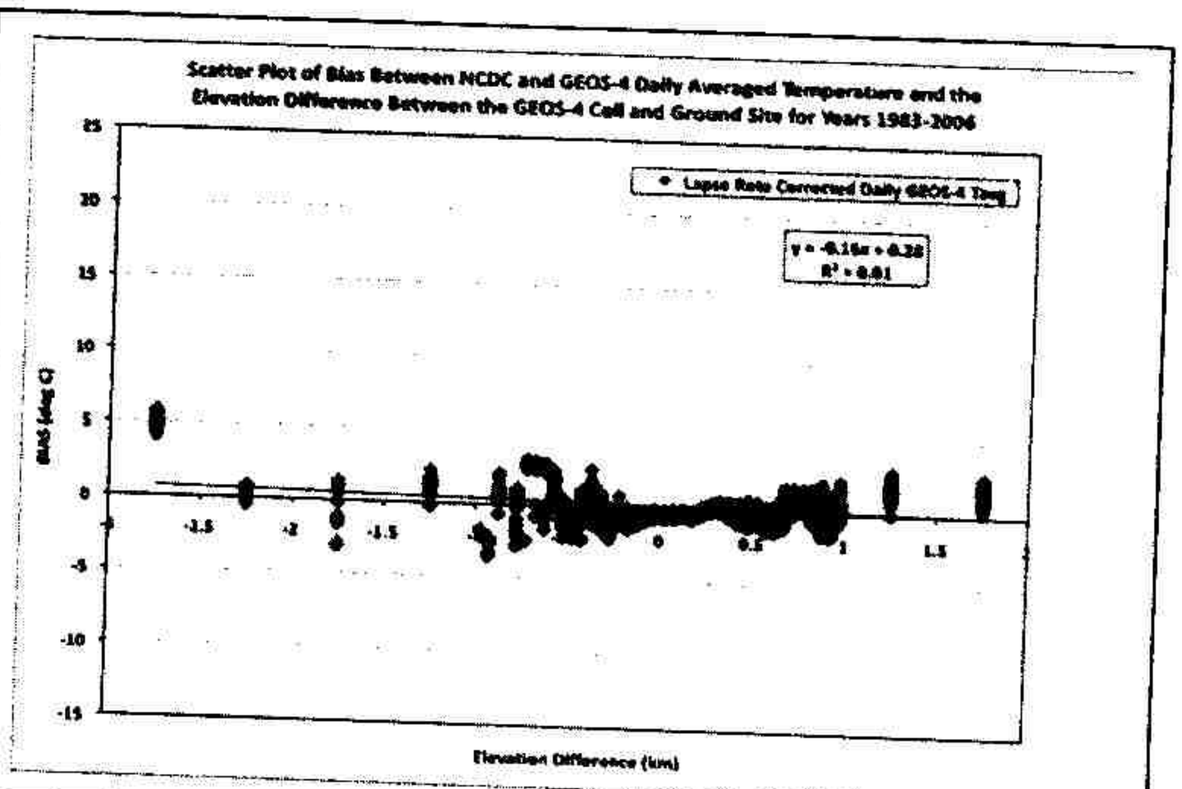
Figure VIII-A.4. The scatter plots in the right and left columns show the dependence of the bias between the GEOS-4 temperatures (T_{ave}, T_{min}, and T_{max}) and values from the NCDC archive on the elevation difference between the GEOS-4 1-degree cell and the ground station elevation for 1983 -2006. In the left column, the bias and elevation difference for all stations are explicitly plotted. In the right column, the stations have grouped into elevation difference bins (e.g. 0 to 50m; >50m to 100m; >100m to 150m; etc.) and plotted against the mean bias for the respective elevation bin.

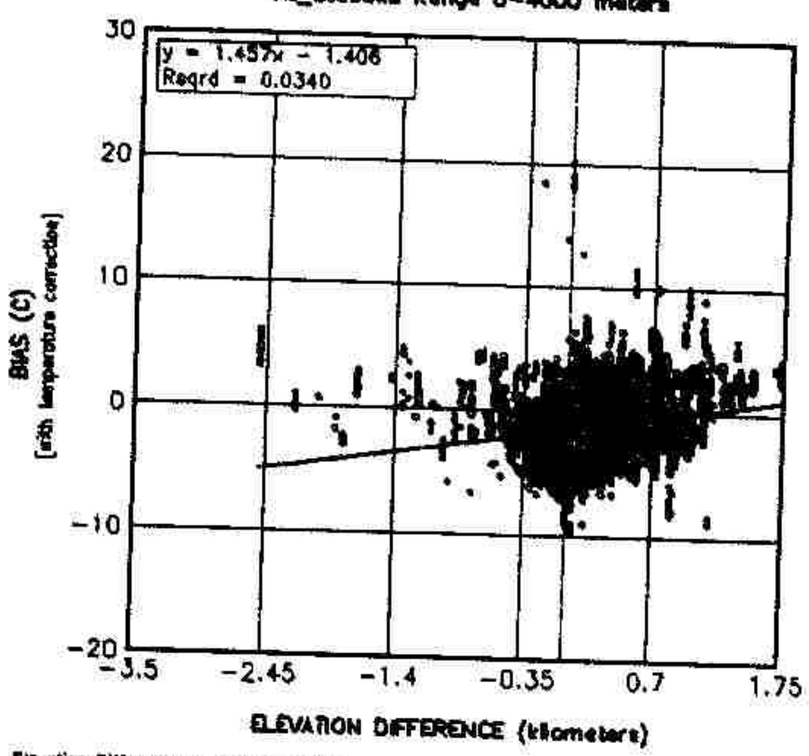
Table. VIII-A.2. Linear regression parameters associated with the scatter plots of the bias between NCDC and GEOS-4 daily averaged temperatures and the difference in the elevation of the NCDC ground station and the GEOS-4 1-degree grid cell. The bottom row gives the parametes for the altitude binned scatter plots of Figure VIII-A.4.

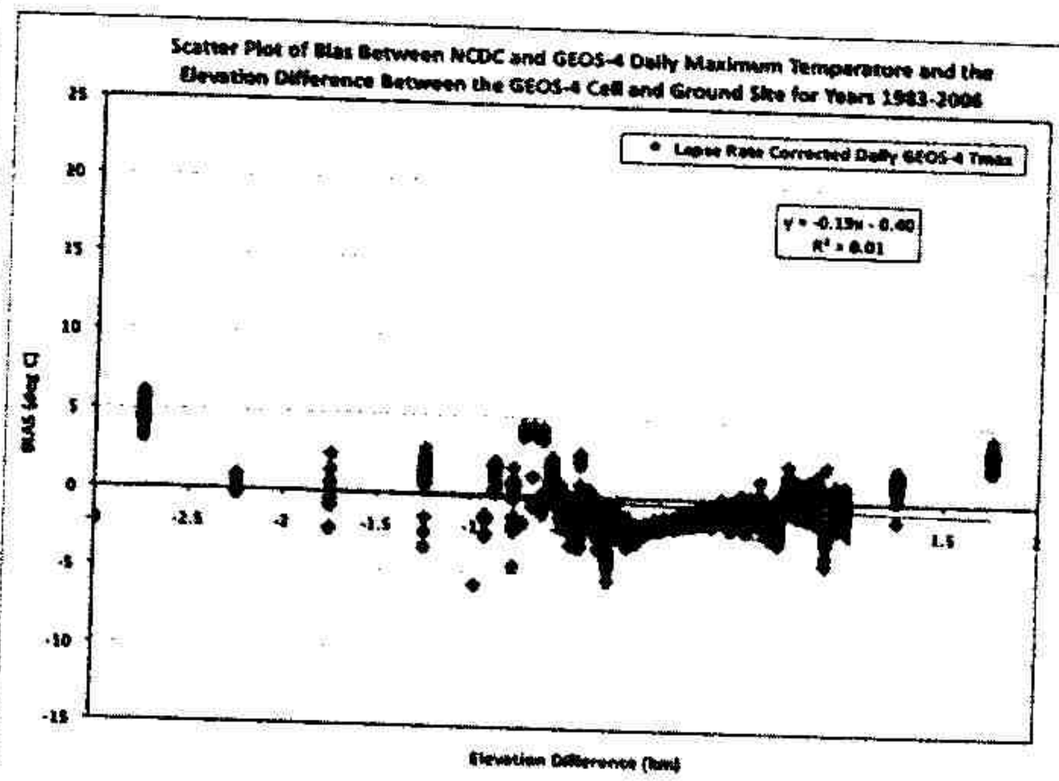
Year	Tmax			Tmin			Tave		
	Slope (C/km)	Intercept (C)	R^2	Slope (C/km)	Intercept (C)	R^2	Slope (C/km)	Intercept (C)	R^2
2006	-6.09	-0.23	0.88	-4.44	0.27	0.88	-5.15	0.24	0.91
2005	-6.25	-0.38	0.93	-4.33	0.35	0.9	-5.18	0.18	0.94
2004	-6.32	-0.03	0.91	-4.48	0.57	0.9	-5.26	0.41	0.92
2003	-6.15	-0.04	0.93	-4.12	0.49	0.9	-5.03	0.37	0.95
2002	-6.38	-0.12	0.91	-4.5	0.71	0.89	-5.32	0.42	0.93
2001	-5.72	-1.04	0.87	-4.27	0.2	0.82	-4.99	-0.17	0.92
2000	-6.14	-0.24	0.93	-4.5	0.6	0.89	-5.23	0.34	0.94
1999	-6.68	-0.14	0.91	-4.95	0.92	0.93	-5.69	0.53	0.95
1998	-6.39	-0.28	0.91	-4.91	0.69	0.91	-5.5	0.34	0.94
1997	-6.55	-0.05	0.9	-5.18	0.64	0.92	-5.71	0.43	0.93
1996	-6.14	0.04	0.88	-5.24	0.99	0.93	-5.59	0.6	0.94
1995	-6.31	-0.78	0.9	-5.38	1	0.9	-5.71	0.32	0.93
1994	-6.38	-0.41	0.9	-5.42	0.67	0.9	-5.77	0.41	0.93
1993	-6.14	-0.35	0.89	-5.02	0.75	0.89	-5.5	0.48	0.93
1992	-6.29	-0.34	0.89	-5.09	0.75	0.91	-5.49	0.33	0.94
1991	-6.66	-0.41	0.93	-4.94	0.5	0.92	-5.73	0.32	0.96
1990	-6.7	-0.61	0.94	-4.85	0.3	0.9	-5.64	0.13	0.95
1989	-5.37	-1.11	0.87	-3.82	0.15	0.81	-4.5	-0.23	0.9
1988	-5.55	-0.91	0.83	-4.38	0.4	0.84	-4.95	0.04	0.9
1987	-5.01	-1.17	0.82	-4.76	0.55	0.91	-4.84	-0.06	0.94
1986	-5.64	-0.86	0.86	-4.11	0.31	0.84	-4.97	0.03	0.92
1985	-4.96	-1.01	0.85	-4.11	0.3	0.84	-4.71	-0.05	0.94
1984	-5.82	-0.71	0.87	-4.18	0.43	0.89	-4.98	0.1	0.93
1983	-5.56	-0.85	0.85	-3.9	0.37	0.87	-4.71	0.03	0.92
Average	**-6.05**	**-0.50**	**0.89**	**-4.62**	**0.54**	**0.89**	**-5.26**	**0.23**	**0.93**
STDEV	**0.49**	**0.38**	**0.03**	**0.47**	**0.24**	**0.03**	**0.38**	**0.23**	**0.02**
[illegible]	[illegible]			[illegible]			[illegible]		

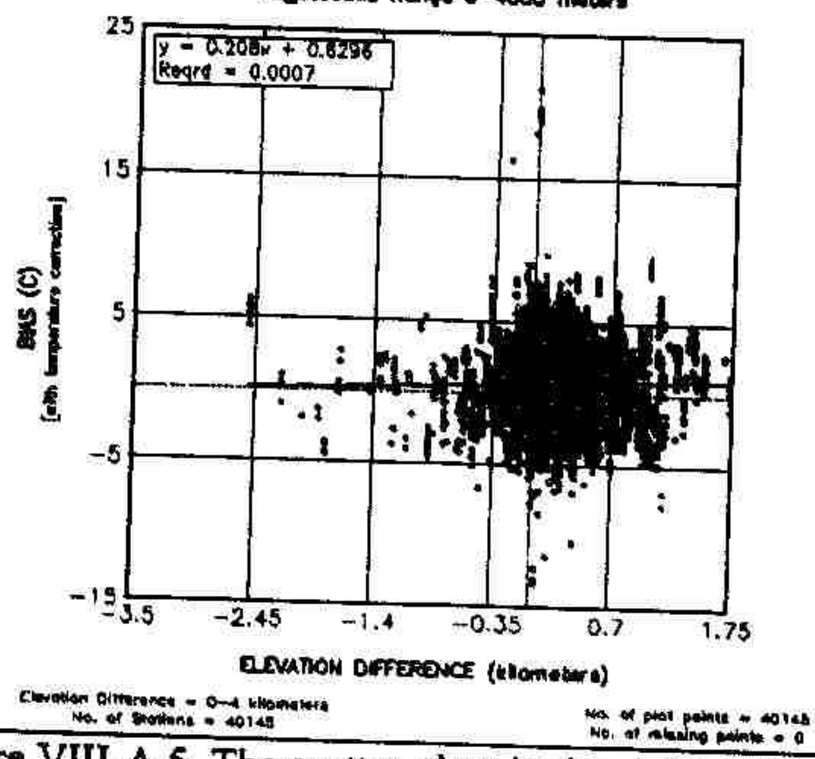
Applying these lapse rate corrections to the GEOS-4 temperature date for the years 1983 through 2006 yields the scatter plots shown in Figures VIII-A.5, where the resulting bias between the lapse rate corrected GEOS-4 data and the corresponding NCDC data is plotted vs the elevation difference between the GEOS-4 grid cell and the ground site data. Note in particular that the ensemble of biases between the lapse rate corrected GEOS-4 and NCDC data exhibits little to no dependency on the difference between the GEOS-4 grid elevation and the ground site elevation.











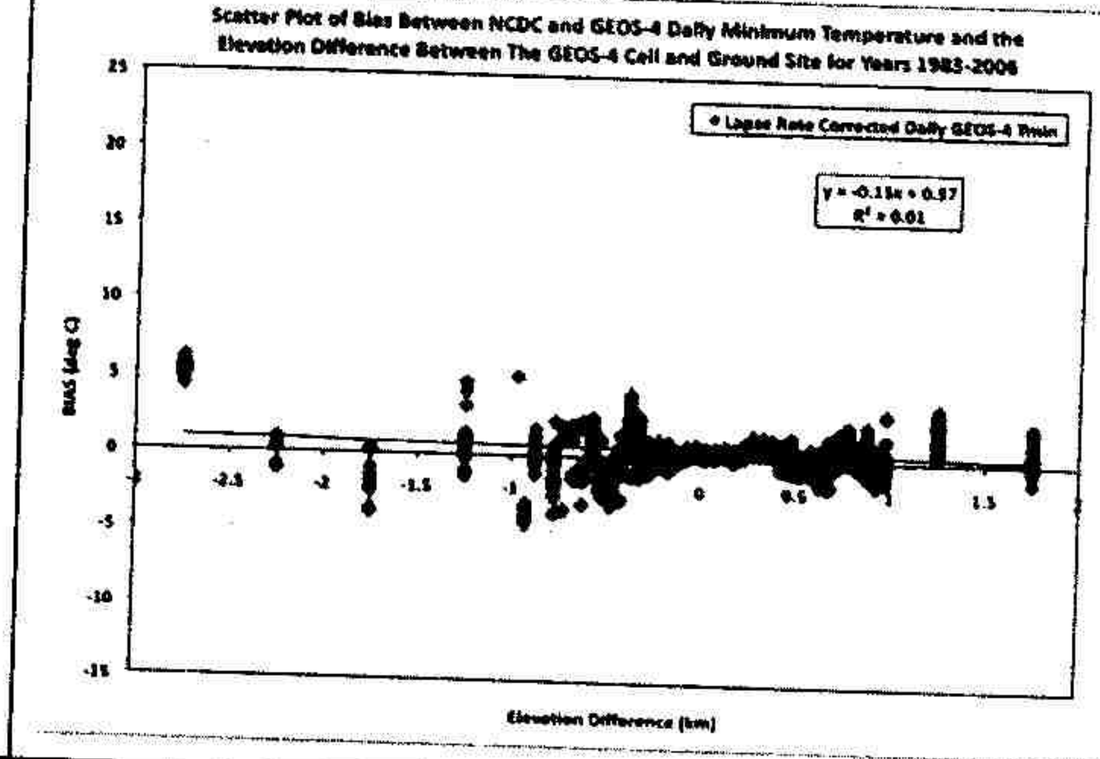


Figure VIII-A.5. The scatter plots in the right and left columns show the dependence of the bias between the GEOS-4 temperatures (T_{ave}, T_{min}, and T_{max}) and values from the NCDC archive on the elevation difference between the GEOS-4 1-degree cell and the ground station elevation for the years 1983 - 2006 after applying the lapse rate adjustments to the GEOS-4 temperatures. In the left column, the bias and elevation difference for all stations are explicitly plotted. In the right column, the stations have grouped into elevation difference bins (e.g. 0 to 50m; >50m to 100m; >100m to 150m; etc.) and plotted against the mean bias for the respective elevation bin.

We have included Table VIII-A.3 to quantify a bias between the lapse-rate corrected GEOS-4 values and the ground site values that continues to be evident and is independent of the elevation difference between GEOS-4 grid and the ground site. Table VIII-A.3 gives the slope, intercept, and correlation coefficient for the linear regressive fit to the lapse rate corrected GEOS-4 values vs. ground site observations for each individual year. Also included for each year is the RMSE and bias between the lapse-rate corrected GEOS-4 values and ground site observations.

Table VIII-A.3. Comparison of NCDC and GEOS-4 Temperatures with lapse rate corrections applied to GEOS-4 values. (Lapse Rate Correction : Tave --> -6.34 C/km ; Tmax --> -6.22 C/km; Tmin --> -4.66 C/km)

Year	Tmax					Tmin					Tave				
	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)
2006	0.98	-0.85	0.92	3.52	-1.19	1.00	0.47	0.91	3.44	0.50	1.02	-0.37	0.95	2.54	-0.13
2005	0.98	-0.93	0.93	3.61	-1.35	1.00	0.62	0.92	3.46	0.58	1.02	-0.36	0.95	2.52	-0.19
2004	0.98	-0.81	0.92	3.44	-1.20	1.00	0.69	0.92	3.37	0.67	1.01	-0.27	0.95	2.44	-0.11
2003	0.96	-0.57	0.92	3.55	-1.20	0.99	0.84	0.92	3.40	0.78	1.00	-0.10	0.95	2.53	-0.07
2002	0.95	-0.50	0.92	3.64	-1.39	0.98	0.87	0.91	3.45	0.71	0.99	-0.07	0.95	2.54	-0.19
2001	0.97	-1.15	0.93	3.61	-1.81	1.00	0.55	0.91	3.51	0.55	1.01	-0.47	0.95	2.49	-0.31
2000	0.98	-0.72	0.93	3.40	-1.09	1.00	0.68	0.92	3.36	0.70	1.02	-0.21	0.95	2.42	-0.02
1999	0.98	-0.78	0.92	3.40	-1.21	0.99	0.90	0.92	3.28	0.81	1.01	-0.13	0.95	2.35	-0.05
1998	0.98	-0.78	0.93	3.25	-1.10	0.99	0.57	0.91	3.15	0.52	1.01	-0.31	0.95	2.31	-0.15
1997	0.98	-0.76	0.93	3.24	-1.08	1.00	0.41	0.92	3.14	0.38	1.01	-0.27	0.96	2.35	-0.19
1996	0.96	-0.31	0.92	3.34	-0.96	0.99	0.68	0.92	3.19	0.58	1.00	-0.05	0.95	2.39	-0.05
1995	0.98	-0.98	0.93	3.54	-1.36	1.00	0.73	0.93	3.33	0.70	1.01	-0.25	0.96	2.41	-0.13
1994	0.98	-1.04	0.92	3.72	-1.30	1.00	0.45	0.92	3.40	0.43	1.01	-0.32	0.95	2.56	-0.17
1993	0.97	-0.76	0.92	3.60	-1.26	0.99	0.62	0.92	3.32	0.56	1.00	-0.08	0.96	2.45	-0.05
1992	0.96	-0.59	0.92	3.51	-1.23	0.99	0.77	0.91	3.32	0.68	1.00	-0.08	0.95	2.35	-0.03
1991	0.96	-0.70	0.92	3.74	-1.40	0.99	0.69	0.92	3.32	0.63	1.00	-0.10	0.95	2.49	-0.07
1990	0.96	-0.77	0.91	3.78	-1.49	0.99	0.74	0.92	3.37	0.68	1.00	-0.09	0.95	2.49	-0.10
1989	0.96	-0.79	0.92	3.84	-1.45	0.99	0.83	0.92	3.44	0.77	1.00	-0.02	0.95	2.58	-0.07
1988	0.96	-0.70	0.92	3.71	-1.43	0.99	0.90	0.92	3.31	0.82	1.00	0.00	0.95	2.40	-0.02
1987	0.95	-0.53	0.92	3.67	-1.40	0.98	0.82	0.92	3.29	0.72	1.00	-0.05	0.95	2.43	-0.08
1986	0.95	-0.58	0.92	3.71	-1.36	0.98	0.91	0.92	3.30	0.77	0.99	0.08	0.95	2.46	-0.01
1985	0.96	-0.61	0.92	3.71	-1.31	0.99	0.79	0.92	3.52	0.71	0.99	0.02	0.95	2.61	-0.04
1984	0.96	-0.61	0.92	3.65	-1.30	0.99	0.82	0.92	3.38	0.78	1.00	-0.03	0.95	2.54	-0.05
1983	0.97	-0.78	0.92	3.65	-1.28	0.99	0.79	0.92	3.36	0.70	1.00	-0.09	0.95	2.56	-0.10
Average	**0.97**	**-0.73**	**0.92**	**3.58**	**-1.29**	**0.99**	**0.72**	**0.92**	**3.36**	**0.66**	**1.00**	**-0.16**	**0.95**	**2.47**	**-0.10**
STDEV	**0.01**	**0.18**	**0.00**	**0.16**	**0.16**	**0.01**	**0.16**	**0.00**	**0.10**	**0.12**	**0.01**	**0.14**	**0.00**	**0.08**	**0.07**

We note that for each year the bias given in Table VIII-A.3 is independent of altitude (see Figure VIII-A.5) and approximately constant for all years. Similar biases have also been noted when comparing GEOS-4 temperatures to observations from other ground networks suggesting that these biases are most likely associated an "off set" or systematic bias in the GMAO assimilation model.

From Table VIII-A.3 the average of the Tmax, Tmin, and Tave bias is respectively -1.29°C, 0.66°C, and -0.1°C which we take as an additional correction to the GEOS-4 values. Accordingly, the GEOS-4 temperature values can provide a more accurate estimate of the air temperature at a give ground site by applying both a lapse rate adjustment based upon the difference in the GEOS-4 grid cell elevation and the given ground site elevation, and an offset adjustments according to the following equation.

Eq. VIII-1. $$(T^{final})_{GEOS4} = (T^{initial})_{GEOS4} - (H_{GEOS4} - H_{GrdSite})*(LR) - (OffSet),$$

where $(T^{final})_{GEOS4}$ is the adjusted GEOS-4 Tmin, Tmax, or Tave temperatures; $(T^{initial})_{GEOS4}$ is the corresponding GEOS-4 temperatures initially obtained from the SSE/POWER web site; LR is the respective lapse rate correction for Tmin, Tmax, or Tave; OffSet is the respective values for Tmin, Tmax, and Tave; and H_{GEOS4} and $H_{GrdSite}$ are respectively the elevation of the GEOS-4 grid cell and the ground site in kilometers.

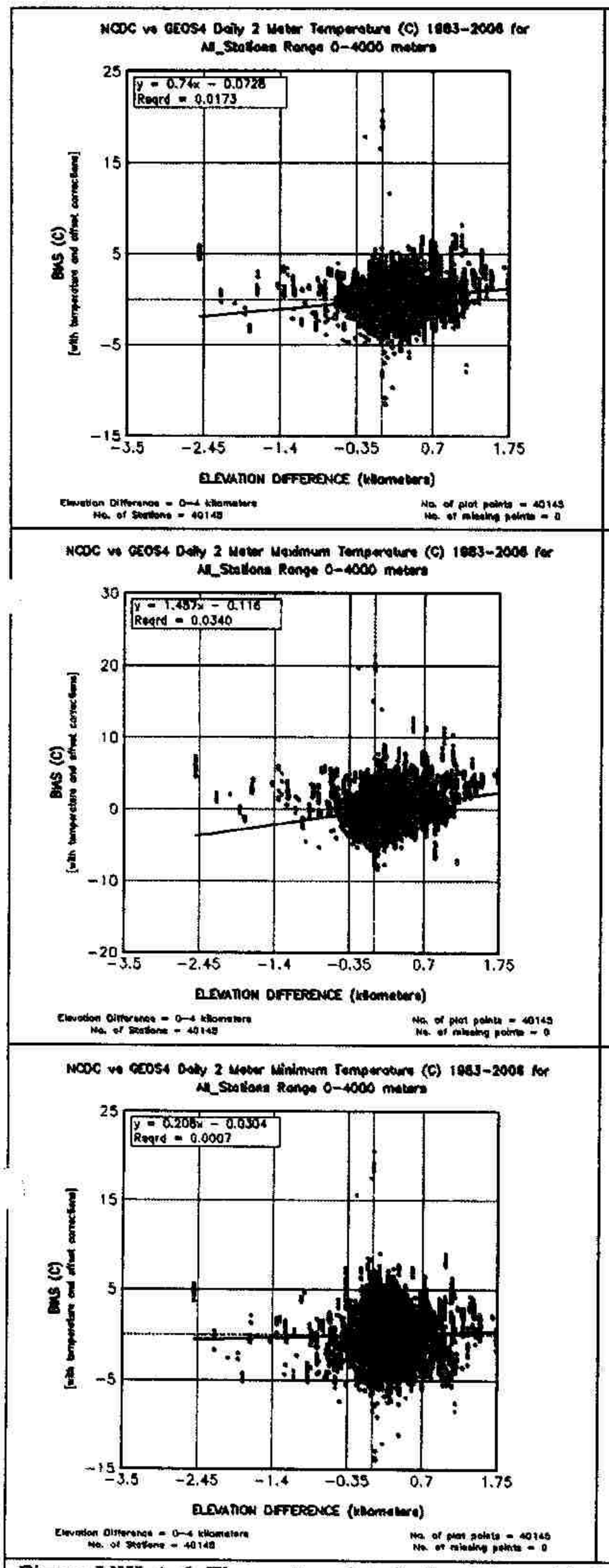
Table VIII-A.4 summarizes the values for LR and OffSet based upon our use of the NCDC meteorological data.

Table VIII-A.4. Lapse rate and offset values for adjusting GEOS-4 temperature to local ground site observations.		
	Lapse Rate (°C/km)	Off Set (°C)
Tmax	-6.22	-1.29
Tmin	-4.66	+0.66
Tave	-5.34	-0.10

Table VIII-A.5 gives the comparison statistics for the $(T^{final})_{GEOS4}$ temperatures versus the NCDC values after the values in Table VIII-A.4 have been applies to $(T^{initial})_{GEOS4}$ via Equation VIII-A.1. On average the corrections applied to the GEOS-4 data results in a zero bias between GEOS-4 values and those obtained from the NCDC stations, and RMSEs of 3.28°C, 3.25 °C, and 2.42 °C for Tmax, Tmin and Tave respectively. Figure VIII-A.6 illustrates that bias between the ground observations and the GEOS-4 values after applying the lapse rate correction and offset values given in Table VIII-A.4 is independent of the elevation difference between the ground site and the GEOS-4 1-degree cell and that the average bias is also near zero.

Table VIII-A.5. Comparison of NCDC and GEOS-4 temperatures after applying lapse rate and offset corrections to GEOS-4 values.
(Lapse rate & offset corrections: Teve -->-5.34 C/km, Offet = -0.10 C ; Tmax --> -6.22 C/km, Offset = -1.29 C; Tmin -->-4.66 C/km, Offset = 0.66 C)

Year	Tmax					Tmin					Teve				
	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)	Slope	Intercept (C)	R^2	RMSE (C)	Bias (C)
2006	0.98	0.44	0.92	3.31	0.10	1.00	-0.19	0.91	3.41	-0.16	1.02	-0.27	0.95	2.54	-0.03
2005	0.98	0.36	0.93	3.35	-0.06	1.00	-0.04	0.92	3.41	-0.08	1.02	-0.26	0.95	2.52	-0.09
2004	0.98	0.48	0.92	3.23	0.09	1.00	0.03	0.92	3.31	0.01	1.01	-0.17	0.95	2.43	-0.01
2003	0.96	0.72	0.92	3.35	0.09	0.99	0.18	0.92	3.31	0.12	1.00	0.00	0.95	2.53	0.03
2002	0.95	0.79	0.92	3.37	-0.10	0.98	0.21	0.91	3.37	0.05	0.99	0.03	0.95	2.53	-0.09
2001	0.97	0.14	0.93	3.25	-0.32	1.00	-0.11	0.91	3.46	-0.11	1.01	-0.37	0.95	2.48	-0.21
2000	0.98	0.57	0.93	3.23	0.20	1.00	0.02	0.92	3.29	0.04	1.02	-0.11	0.95	2.43	0.08
1999	0.98	0.51	0.92	3.18	0.08	0.99	0.24	0.92	3.18	0.15	1.01	-0.03	0.95	2.35	0.05
1998	0.98	0.51	0.93	3.07	0.19	0.99	-0.09	0.91	3.11	-0.14	1.01	-0.21	0.95	2.31	-0.05
1997	0.98	0.53	0.93	3.06	0.21	1.00	-0.25	0.92	3.13	-0.28	1.01	-0.17	0.96	2.34	-0.09
1996	0.96	0.98	0.92	3.22	0.33	0.99	0.02	0.92	3.13	-0.08	1.00	0.05	0.95	2.39	0.05
1995	0.98	0.31	0.93	3.27	-0.07	1.00	0.07	0.93	3.26	0.04	1.01	-0.15	0.96	2.41	-0.03
1994	0.98	0.25	0.92	3.49	-0.01	1.00	-0.21	0.92	3.38	-0.23	1.01	-0.22	0.95	2.56	-0.07
1993	0.97	0.53	0.92	3.37	0.03	0.99	-0.04	0.92	3.27	-0.10	1.00	0.02	0.96	2.45	0.05
1992	0.96	0.71	0.92	3.29	0.06	0.99	0.11	0.91	3.25	0.02	1.00	0.02	0.95	2.35	0.07
1991	0.96	0.59	0.92	3.47	-0.11	0.99	0.03	0.92	3.25	-0.03	1.00	0.00	0.95	2.49	0.03
1990	0.96	0.52	0.91	3.48	-0.20	0.99	0.08	0.92	3.30	0.02	1.00	0.01	0.95	2.49	0.00
1989	0.96	0.50	0.92	3.56	-0.16	0.99	0.17	0.92	3.36	0.11	1.00	0.08	0.95	2.57	0.03
1988	0.96	0.59	0.92	3.42	-0.14	0.99	0.24	0.92	3.21	0.16	1.00	0.10	0.95	2.40	0.08
1987	0.95	0.76	0.92	3.40	-0.11	0.98	0.16	0.92	3.21	0.06	1.00	0.05	0.95	2.43	0.02
1986	0.95	0.71	0.92	3.45	-0.07	0.98	0.25	0.92	3.21	0.11	0.99	0.18	0.95	2.46	0.09
1985	0.96	0.68	0.92	3.46	-0.02	0.99	0.13	0.92	3.44	0.05	0.99	0.12	0.95	2.61	0.06
1984	0.96	0.68	0.92	3.41	-0.01	0.99	0.16	0.92	3.29	0.12	1.00	0.07	0.95	2.54	0.05
1983	0.97	0.51	0.92	3.41	0.01	0.99	0.13	0.92	3.28	0.04	1.00	0.01	0.95	2.56	0.00
Average	0.97	0.56	0.92	3.34	0.00	0.99	0.06	0.92	3.28	0.00	1.00	-0.05	0.96	2.46	0.00
STDEV	0.01	0.18	0.00	0.13	0.15	0.01	0.15	0.00	0.10	0.12	0.01	0.14	0.00	0.09	0.07



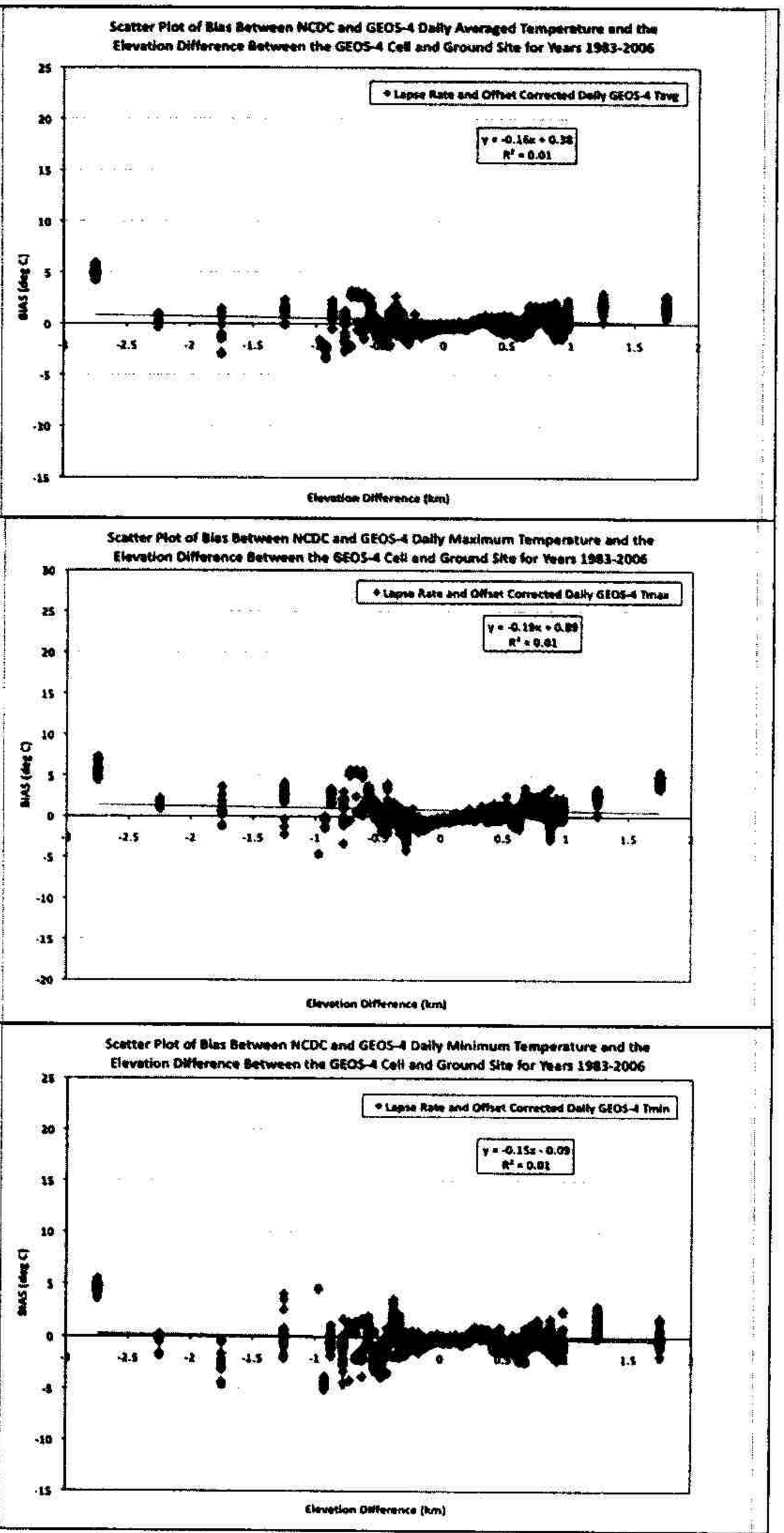


Figure VIII-A.6. The scatter plots in the right and left columns show the dependence of the bias between the GEOS-4 temperatures (T_{ave}, T_{min}, and T_{max}) and values from the NCDC archive on the elevation difference between the GEOS-4 1-degree cell and the ground station elevation for the years 1983 - 2006 after applying the lapse rate adjustments and offset corrections to the GEOS-4 temperatures. In the left column, the bias and elevation difference for all stations are explicitly plotted. In the right column, the stations have grouped into elevation difference bins (e.g. 0 to 50m; >50m to 100m; >100m to 150m; etc.) and plotted against the mean bias for the respective elevation bin.

It's important to recognize that the values given in lapse rates and offset values given in Table VIII-A.4 are based upon the globally distributed ground sites in the NCDC data base. Moreover these values are based upon yearly averaged ground and GEOS-4 data. Results from a number of studies have indicated that tropospheric lapse rates can be seasonally and regionally dependent. Accordingly, for many applications users may be able to provide lapse rate values that are more appropriate for their give location and time of year.
(Return to Content)

VIII-A.i. ***Climate Zones:*** The analysis and resulting lapse rate and offset corrections to GEOS-4 values are based upon averages of 23 years of near global observations from ground sites contained in the NCDC global "Summary of the Day" (gsod) files. An important consideration is how effective are these correction parameters when applied to more localize regions for a given year. One test of this is to evaluate their applicability in the climate zones shown in Figure VIII-A.i.1. Table VIII-A.i.1 lists the climate zone names and types.

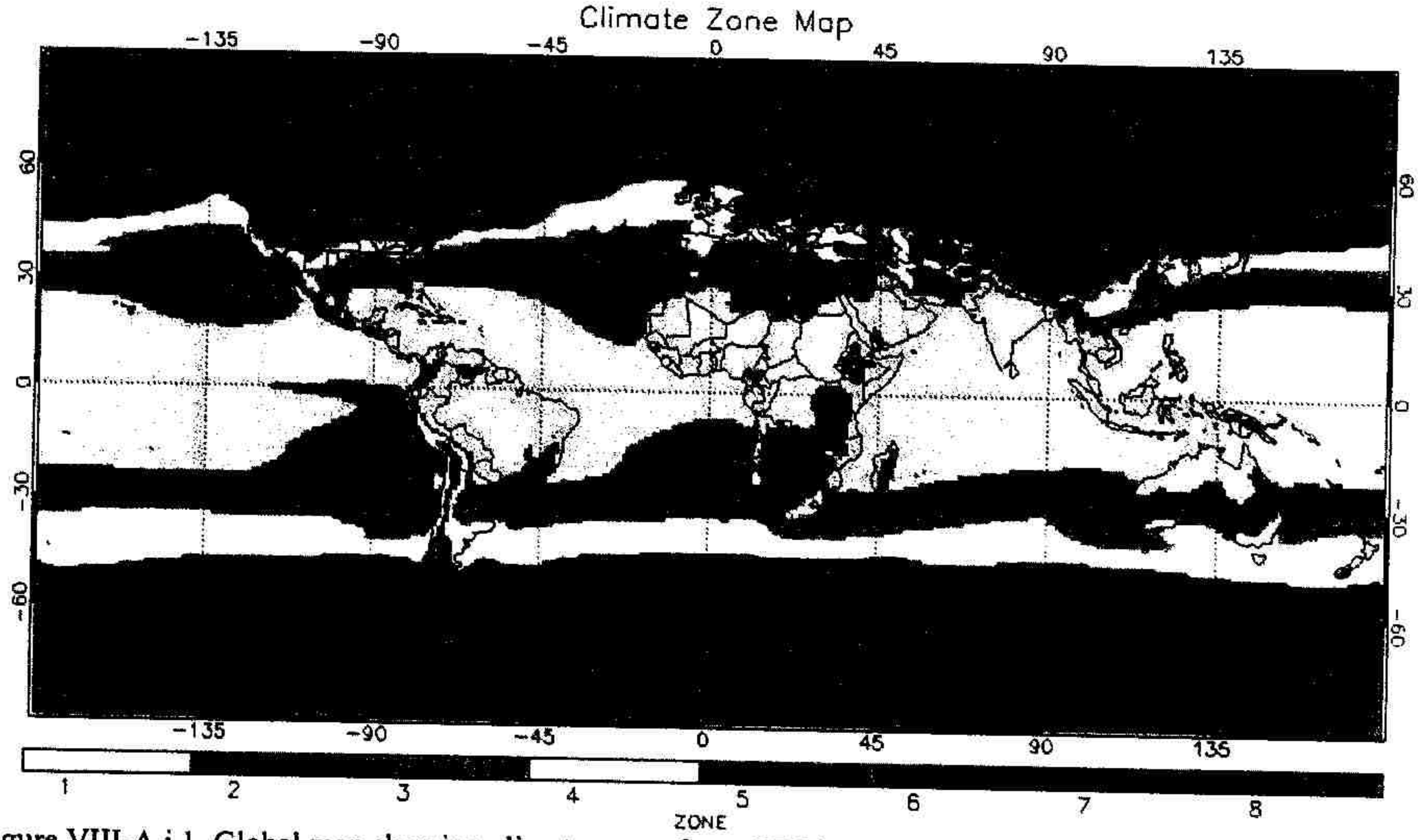
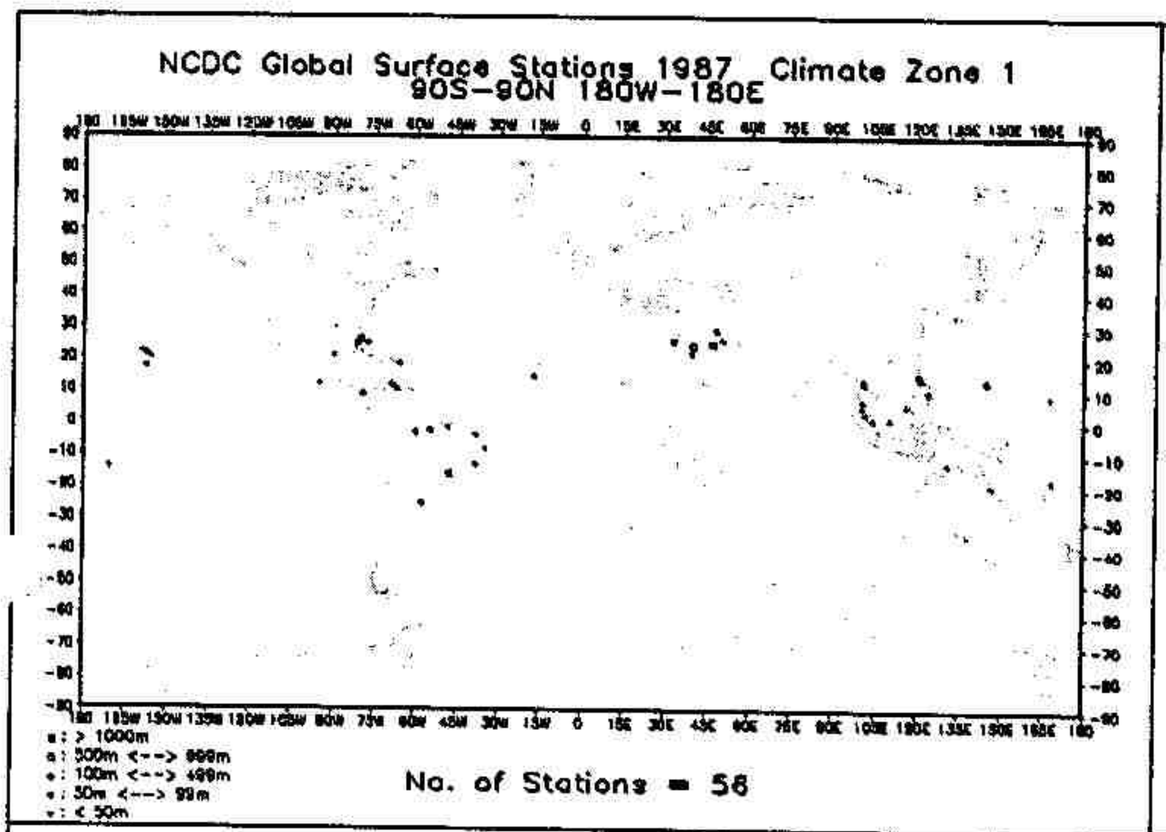
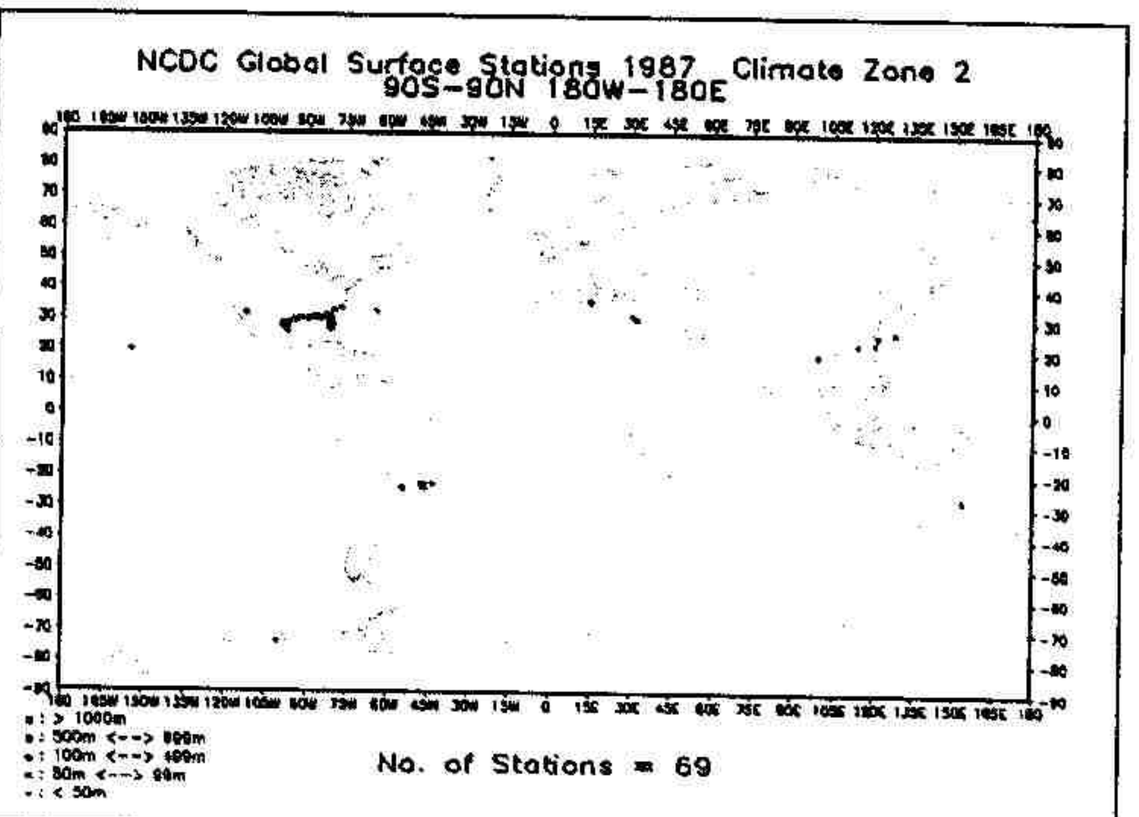


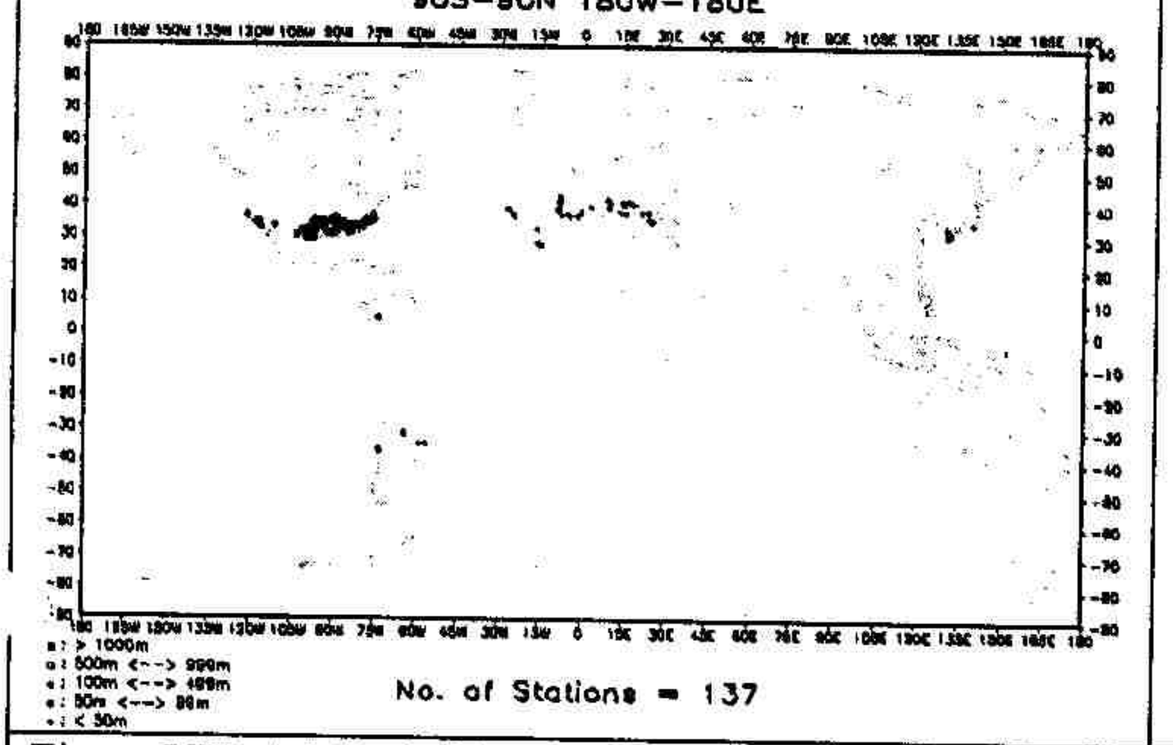
Figure VIII-A.i.1. Global map showing climate zones from GEOS-4 data using the method of Briggs, et al 2002.

Table VIII-A.i.1. Characteristic of climate zones shown in Figure VIII-A.i.1.			
Zone #	**Climate Zone Name and Type**	**Zone #**	**Climate Zone Name and Type**
1A	Very Hot – Humid	5A	Cool – Humid
1B	Very Hot – Dry	5B	Cool – Dry
2A	Hot – Humid	5C	Cool – Marine
2B	Hot – Dry	6A	Cold – Humid
3A	Warm – Humid	6B	Cold – Dry
3B	Warm – Dry	7	Very Cold
3C	Warm – Marine	8	Subarctic
4A	Mixed – Humid		
4B	Mixed – Dry		
4C	Mixed – Marine		

Figure VIII-A.i.2a-h shows the distribution of NCDC stations for each of the 8 climate zones. Here again we have used our 85% selection criteria as a filter on the NCDC stations. [Only data from NCDC stations reporting 85% or greater of the possible 1-hourly observations per day and 85% or greater of the possible days per month were used to determine the daily Tmin, Tmax, and Tave included in comparisons with the GEOS-4 derived data.]







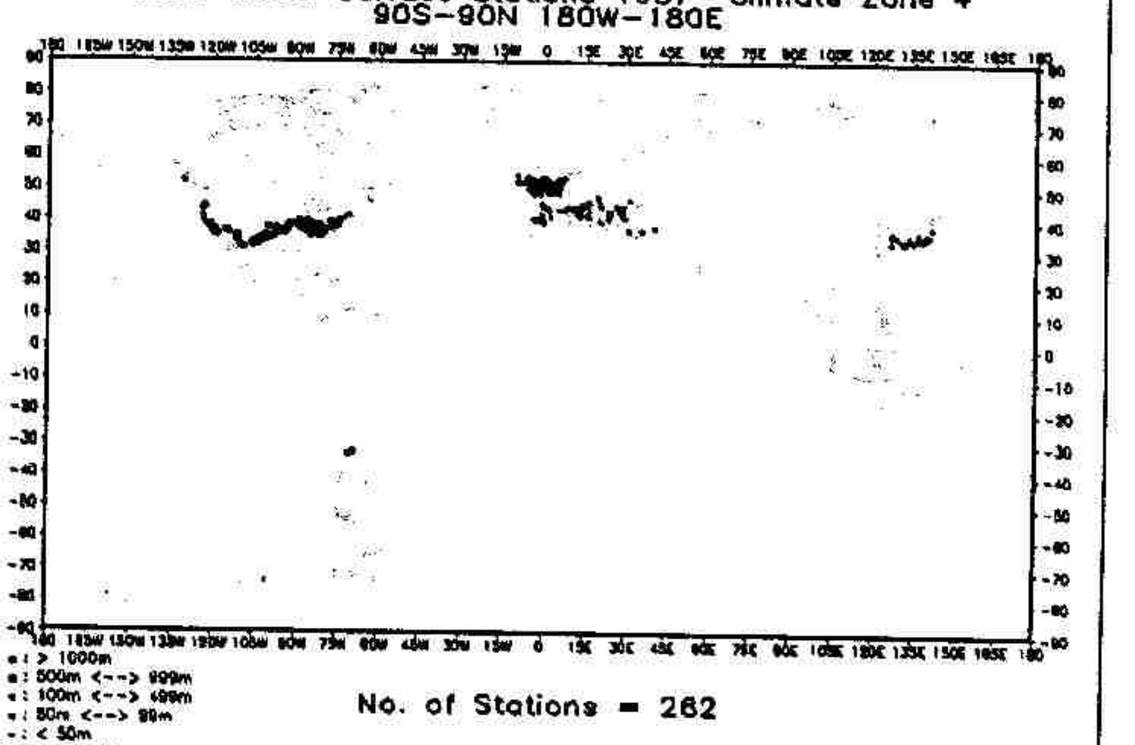


Figure VIII-A.i.2a-d. Global maps showing distribution of NCDC stations in climate zones 1-4 meeting our 85% selection criteria.

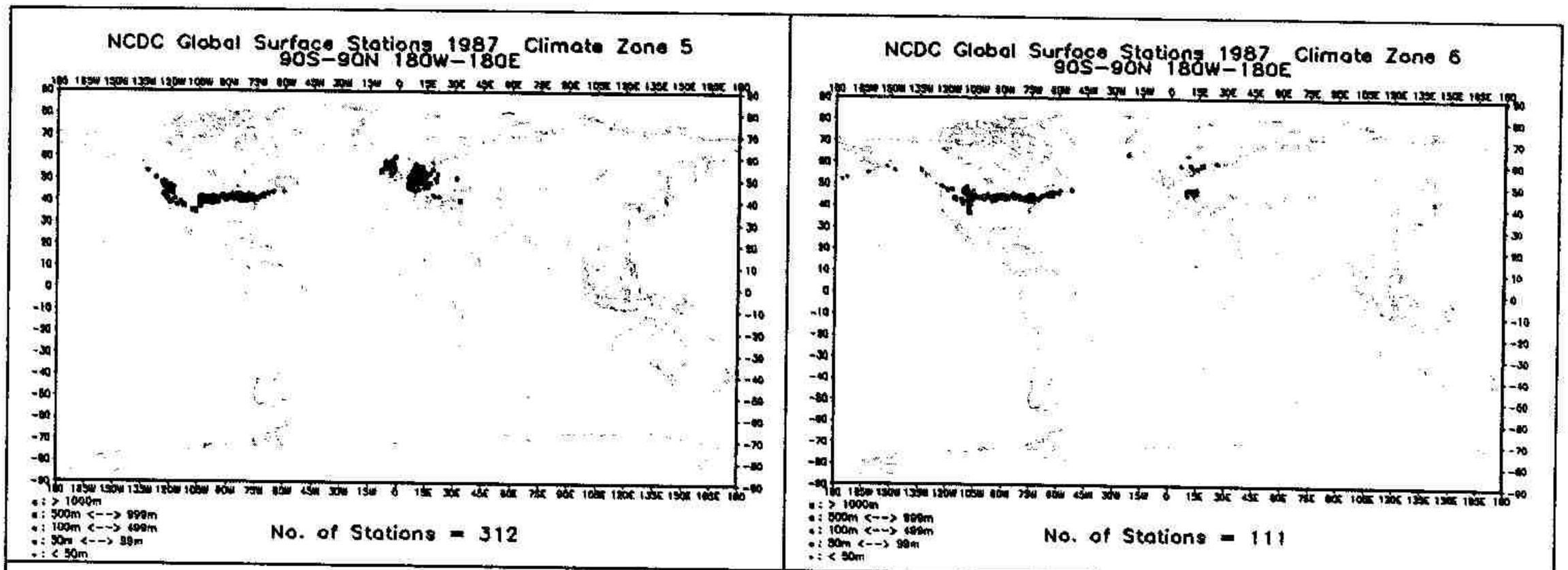


Figure VIII-A.i.2e-h. Global maps showing distribution of NCDC stations in climate zones 5-8 meeting our 85% selection criteria.

The comparison statistics given in Table VIII-A.i.2 illustrate how the biases between the uncorrected 1987 GEOS-4 temperatures and NCDC observations varies with the climate zones 1-8. The slope, intercept, and Rsqd entries are from the linear least squares fit to ensemble of GEOS-4 vs NCDC temperatures contained in each climate zone. Table VIII-A.i.3 provides similar statistics using GEOS-4 temperatures corrected as per equation VIII-A.1 using the parameters given in Table VIII-A.4.

In comparing the biases and RMSE's listed in Tables VIII-A.i.2 and VIII-A.i.3 it is clear the use of the 23 year averaged globally derived correction parameters listed in Table VIII-A.4 significantly improves the agreement between GEOS-4 and ground site observations for 1987. Moreover, since the year 1987 was arbitrarily selected as a test year, we feel justified in using the biases and RMSE values in Table VIII-A.i.2 and VIII-A.i.3 as indicative of the quality of the uncorrected and corrected GEOS-4 daily temperatures.

Table VIII-A.I.2. Comparison Statistics for climate zones shown in Figure VIII-A.I.2 for uncorrected 1987 GEOS-4 temperatures

CLZ1	Bias (C)	Rmse (c)	Slope	Intercept	Rsqd	TotNoPts	NumStns
GEOS-4 Tmax Relative to NCDC Tmax							
ClimateZone1	-2.08	3.18	0.85	2.58	0.71	20050	55
ClimateZone2	-2.08	3.53	0.79	3.45	0.79	25167	69
ClimateZone3	-2.01	3.73	0.89	0.50	0.85	49988	137
ClimateZone4	-1.41	3.49	0.88	0.66	0.89	94804	260
ClimateZone5	-1.22	3.42	0.91	0.08	0.89	113728	312
ClimateZone6	-2.79	4.58	0.94	-1.86	0.89	40466	111
ClimateZone7	-2.96	4.86	0.98	-2.70	0.89	46662	128
ClimateZone8	-3.13	5.65	0.88	-2.93	0.90	23693	65
AVERAGE =	**-2.21**	**4.05**					
GEOS-4 Tmin Relative to NCDC Tmin							
ClimateZone1	0.87	2.59	0.72	7.14	0.69	20025	55
ClimateZone2	1.33	3.21	0.84	3.96	0.83	25162	69
ClimateZone3	0.87	3.02	0.92	1.79	0.87	49988	137
ClimateZone4	0.53	2.94	0.93	1.07	0.87	94815	260
ClimateZone5	0.15	2.92	0.95	0.41	0.87	113758	312
ClimateZone6	-0.06	3.73	0.96	0.05	0.85	40485	111
ClimateZone7	-0.19	4.05	1.00	-0.19	0.86	46677	128
ClimateZone8	-0.42	5.03	0.90	-1.33	0.88	23697	65
AVERAGE =	**0.39**	**3.44**					
GEOS-4 Tave Relative to NCDC Tave							
ClimateZone1	-0.38	1.71	0.82	4.31	0.81	20052	55
ClimateZone2	0.07	2.09	0.86	3.04	0.89	25170	69
ClimateZone3	-0.18	2.21	0.95	0.65	0.92	49997	137
ClimateZone4	-0.24	2.29	0.95	0.36	0.93	94829	260
ClimateZone5	-0.37	2.20	0.97	-0.12	0.94	113777	312
ClimateZone6	-1.07	2.93	0.99	-1.01	0.93	40494	111
ClimateZone7	-1.22	3.25	1.04	-1.43	0.93	46684	128
ClimateZone8	-1.47	4.44	0.91	-1.80	0.91	23698	65
AVERAGE =	**-0.61**	**2.64**					

Table VIII-A.I.3. Comparison Statistics for climate zones shown in Figure VIII-A.I.2 using lapse rate and offset corrected 1987 GEOS-4 temperatures

CLZ1	Bias (C)	Rmse (C)	Slope	Intercept	Rsqd	TotNoPts	NumStns
Corrected GEOS-4 Tmax Relative to NCDC Tmax							
ClimateZone1	-0.58	2.49	0.88	3.15	0.71	20050	55
ClimateZone2	-0.69	2.91	0.80	4.54	0.80	25167	69
ClimateZone3	-0.46	3.23	0.90	1.91	0.84	49988	137
ClimateZone4	0.49	3.02	0.92	1.96	0.90	94804	260
ClimateZone5	0.41	2.96	0.93	1.45	0.91	113728	312
ClimateZone6	-0.54	3.37	0.95	0.13	0.91	40466	111
ClimateZone7	-0.83	3.83	0.98	-0.65	0.90	46662	128
ClimateZone8	-0.53	4.58	0.90	-0.37	0.90	23693	65
AVERAGE =	**-0.34**	**3.30**					
Corrected GEOS-4 Tmin Relative to NCDC Tmin							
ClimateZone1	0.37	2.38	0.73	6.49	0.72	20025	55
ClimateZone2	0.74	2.95	0.85	3.27	0.83	25162	69
ClimateZone3	0.40	2.79	0.93	1.24	0.88	49988	137
ClimateZone4	0.34	2.76	0.95	0.72	0.88	94815	260
ClimateZone5	-0.26	2.79	0.96	-0.05	0.89	113758	312
ClimateZone6	0.01	3.44	0.97	0.10	0.88	40485	111
ClimateZone7	-0.21	3.85	1.01	-0.21	0.87	46677	128
ClimateZone8	-0.08	4.77	0.91	-0.84	0.89	23697	65
AVERAGE =	**0.16**	**3.22**					
Corrected GEOS-4 Tave Relative to NCDC Tave							
ClimateZone1	-0.10	1.58	0.84	4.02	0.83	20052	55
ClimateZone2	0.26	2.05	0.87	3.04	0.90	25170	69
ClimateZone3	0.14	2.14	0.96	0.85	0.92	49997	137
ClimateZone4	0.39	2.08	0.98	0.63	0.94	94829	260
ClimateZone5	0.02	1.88	0.99	0.13	0.95	113777	312
ClimateZone6	-0.14	2.34	1.01	-0.20	0.95	40494	111
ClimateZone7	-0.40	2.80	1.05	-0.65	0.94	46684	128
ClimateZone8	-0.24	3.95	0.93	-0.50	0.92	23698	65
AVERAGE =	**-0.01**	**2.35**					

(Return to Content)

VIII-A.ii. *Heating/Cooling Degree Days:*

An important application of the historical temperature data is in the evaluation of heating and cooling degree days. Table VIII-A.1 and VIII-A.2 provide information relative to the use of GEOS-4 temperature corrected and uncorrected versus NCDC values to evaluate the yearly heating degree days (HDD) and cooling degree days (CDD). The HDD and CDD are based upon the daily Tmin and Tmax with a base temperature, Tbase = 18^0C. The HDD and CDD were calculated using the following equations:

Heating Degree Days: For the days of a given time period (e.g. year, month, etc.) sum the quantity [Tbase - (Tmin + Tmax) / 2] when (Tmin + Tmax) / 2 < Tbase

Cooling Degree Days: For the days of a given time period (e.g. year, month, etc.) sum the quantity [((Tmin + Tmax) / 2) - Tbase] when (Tmin + Tmax) / 2 > Tbase.

Values given in Table VIII-A.ii.1 used the uncorrected GEOS-4 temperatures while values in Table VIII-A.ii.2 used GEOS-4 Tmax and Tmin values corrected as per Eq. VIII-A.1. The bottom row in each table provides the overall estimates of the agreement between the two data sets for the years 1983 – 2006. The average over the

years is the straight average of the values for the individual years listed in the tables. It is important to note that the use of the GEOS-4 temperature adjusted for elevation differences between the GEOS-4 grid cell and ground site elevation (e.g. lapse rate correction) and the appropriate offsets result in a significant improvement in the agreements between the GEOS-4 and NCDC based HDD and CDD, particularly in the bias values.

Table VIII-A.ii.1

Table VIII-A.ii.1. Comparison of the yearly heating and cooling degree days based upon NCDC vs GEOS-4 temperature data. No corrections to GEOS-4 values.

	Heating Degree Days (Tmax, Tmin)							Cooling Degree Days (Tmax, Tmin)						
Year	Bias (HDD)	Bias %	RMSE (HDD)	RMSE %	Slope	Intercept (HDD)	R^2	Bias (CDD)	Bias %	RMSE (CDD)	RMSE %	Slope	Intercept (CDD)	R^2
1983	16.30	6.44	68.59	27.11	1.03	9.85	0.95	-4.78	-8.93	28.53	53.34	0.86	2.68	0.92
1984	16.37	6.34	64.45	24.97	1.03	8.46	0.95	-4.25	-8.35	27.01	53.07	0.86	2.86	0.92
1985	16.13	6.01	64.31	23.97	1.03	9.19	0.96	-5.96	-11.21	27.82	52.33	0.85	1.80	0.92
1986	14.07	5.55	85.41	33.72	0.98	18.25	0.91	-6.60	-12.50	27.73	52.56	0.84	1.91	0.93
1987	14.92	5.91	69.30	27.42	1.02	10.71	0.94	-6.21	-12.01	27.17	52.52	0.85	1.76	0.93
1988	15.20	6.20	65.39	26.68	1.03	6.79	0.95	-5.53	-10.10	27.39	50.05	0.86	2.22	0.93
1989	14.71	5.85	66.75	26.54	1.03	7.55	0.95	-6.29	-11.91	29.02	54.96	0.84	2.35	0.91
1990	16.84	7.09	66.45	27.97	1.04	7.67	0.95	-6.63	-11.92	28.70	51.60	0.83	2.66	0.93
1991	14.69	6.03	78.74	32.33	1.01	11.89	0.92	-6.93	-11.60	30.28	50.71	0.84	2.59	0.92
1992	12.94	5.19	79.58	31.91	1.00	12.11	0.92	-4.94	-10.62	25.52	54.79	0.86	1.80	0.92
1993	17.79	6.94	71.34	27.83	1.03	10.14	0.94	-5.32	-9.97	26.29	49.30	0.88	1.10	0.93
1994	22.88	9.24	72.22	29.17	1.05	11.59	0.95	-6.12	-10.75	27.96	49.09	0.87	1.36	0.93
1995	17.54	7.10	70.60	28.60	1.03	9.83	0.95	-5.38	-9.13	28.04	47.55	0.87	2.28	0.93
1996	10.15	4.64	99.68	45.60	0.93	25.32	0.84	-6.66	-10.70	30.31	48.68	0.86	2.09	0.92
1997	19.61	8.56	62.21	27.16	1.05	7.08	0.95	-6.39	-11.33	28.24	50.06	0.85	2.02	0.92
1998	24.65	11.56	68.35	32.06	1.09	5.74	0.94	-5.19	-8.91	27.48	47.17	0.87	2.30	0.93
1999	18.58	8.53	61.38	28.18	1.06	6.22	0.95	-3.92	-6.53	28.87	48.11	0.88	3.01	0.92
2000	17.61	7.32	66.54	27.67	1.05	6.15	0.95	-3.23	-6.06	27.74	52.00	0.88	3.06	0.92
2001	24.33	9.94	64.77	26.46	1.06	8.60	0.96	-7.08	-12.74	30.00	53.97	0.84	1.75	0.92
2002	16.62	6.92	67.75	28.22	1.03	9.73	0.94	-7.95	-13.80	29.96	52.00	0.83	1.58	0.92
2003	14.75	6.24	66.15	27.96	1.04	6.33	0.94	-5.84	-9.97	30.91	52.77	0.85	3.23	0.91
2004	16.52	6.87	90.29	37.56	1.00	17.33	0.90	-6.14	-11.66	27.97	53.10	0.84	2.19	0.92
2005	20.40	8.32	66.41	27.07	1.05	7.56	0.95	-5.80	-9.96	29.13	49.99	0.86	2.39	0.93
2006	16.56	6.76	126.66	51.69	0.91	39.49	0.81	-4.88	-8.89	29.25	53.28	0.87	2.44	0.92
Average of Individual Years	**17.09**	**7.07**	**73.47**	**30.33**	**1.02**	**11.40**	**0.93**	**-5.75**	**-10.40**	**28.39**	**51.37**	**0.86**	**2.23**	**0.92**

Table VIII-A.ii.2

Table VIII-A.ii.2. Comparison of the yearly heating and cooling degree days based upon NCDC vs GEOS-4 temperature data. GEOS-4 values have been lapse rate and offset corrected with values listed in Table VIII-A.4.

	Heating Degree Days (Tmax, Tmin)							Cooling Degree Days (Tmax, Tmin)						
Year	Bias (HDD)	Bias %	RMSE (HDD)	RMSE %	Slope	Intercept (HDD)	R^2	Bias (CDD)	Bias %	RMSE (CDD)	RMSE %	Slope	Intercept (CDD)	R^2
1983	0.48	0.19	57.56	22.75	1.01	-1.06	0.96	2.29	4.28	28.59	53.45	0.94	5.27	0.91
1984	0.06	0.02	52.69	20.41	1.01	-1.96	0.96	2.27	4.46	27.52	54.05	0.94	5.21	0.91
1985	-0.68	-0.25	54.86	20.45	1.00	-1.97	0.96	0.94	1.77	26.66	50.18	0.94	4.35	0.92
1986	-2.55	-1.01	78.34	30.93	0.96	6.42	0.92	0.38	0.72	25.87	49.01	0.92	4.61	0.93
1987	-0.79	-0.31	60.04	23.76	1.00	-0.16	0.95	0.42	0.81	25.74	49.74	0.93	4.11	0.93
1988	-0.35	-0.14	55.38	22.59	1.01	-3.68	0.96	1.14	2.08	26.62	48.64	0.94	4.62	0.93
1989	-0.58	-0.23	57.80	22.98	1.01	-3.33	0.96	0.37	0.70	27.79	52.63	0.91	4.93	0.91
1990	2.04	0.86	53.42	22.49	1.02	-2.71	0.96	0.16	0.29	26.45	47.55	0.91	5.09	0.93
1991	0.00	0.00	67.86	27.86	0.99	1.30	0.94	0.74	1.24	28.36	47.49	0.93	4.84	0.92
1992	-2.55	-1.02	69.80	27.99	0.99	0.69	0.93	1.83	3.93	23.87	51.24	0.95	4.13	0.93
1993	0.92	0.36	61.86	24.13	1.01	-1.93	0.95	1.84	3.46	25.96	48.68	0.96	4.07	0.93
1994	4.72	1.91	59.03	23.84	1.03	-1.85	0.96	1.97	3.46	28.10	49.32	0.96	4.41	0.92
1995	0.92	0.37	59.47	24.09	1.01	-2.25	0.96	2.27	3.85	27.28	46.27	0.95	5.31	0.93
1996	-5.88	-2.69	93.53	42.78	0.91	13.74	0.85	2.73	4.38	30.52	49.01	0.95	6.07	0.91
1997	2.86	1.25	47.93	20.92	1.03	-4.71	0.97	1.97	3.48	26.52	47.00	0.94	5.17	0.92
1998	7.41	3.48	53.79	25.23	1.06	-5.63	0.96	3.34	5.74	27.21	46.70	0.96	5.56	0.93
1999	2.32	1.06	47.22	21.68	1.03	-4.64	0.97	4.49	7.48	29.46	49.07	0.97	6.49	0.92
2000	0.45	0.19	51.64	21.48	1.03	-6.58	0.96	4.51	8.45	28.40	53.22	0.97	6.33	0.92
2001	6.89	2.82	49.99	20.42	1.04	-3.02	0.97	0.51	0.91	29.40	52.89	0.92	4.70	0.91
2002	0.25	0.11	55.07	22.94	1.01	-2.59	0.95	-0.24	-0.42	28.45	49.35	0.92	4.65	0.92
2003	-0.66	-0.28	53.93	22.80	1.02	-5.05	0.96	2.55	4.35	29.83	50.90	0.94	6.34	0.91
2004	-0.27	-0.11	81.18	33.77	0.98	4.36	0.91	1.82	3.45	26.77	50.80	0.93	5.33	0.92
2005	3.43	1.40	53.04	21.62	1.03	-4.88	0.96	1.85	3.17	28.47	48.84	0.94	5.40	0.92
2006	0.25	0.10	120.46	49.16	0.89	27.04	0.82	2.63	4.79	28.94	52.70	0.95	5.37	0.91
Average of Individual Years	0.78	0.34	62.33	25.71	1.00	-0.19	0.94	1.78	3.20	27.61	49.95	0.94	5.10	0.92

(Return to Content)

B. Surface Pressure:

Recognizing that improvement in the GEOS-4 temperatures can be achieved through adjustments associated with differences in the average elevation of the GEOS-4 1-degree cell and that of the ground site of interest suggest that other altitude dependent parameters, such as pressure, might also benefit in similar altitude related adjustments. Figures VIII-B.1(a-c) illustrate significant improvements in the GEOS-4 surface pressure values (p) by using the hypsometric equation (VIII-B.1), relating the thickness (h) between two isobaric surfaces to the mean temperature (T) of the layer.

(VIII-B.1) $h = z_1 - z_2 = (RT/g)\ln(p_1/p_2)$ where:
z_1 and z_2 are the geometric heights at p_1 and p_2,
R = gas constant for dry air, and
g = gravitational constant.

Figure VIII-B.1a shows the scatter plot of the GEOS-4 pressure at 2-meters versus the observations reported in the NCDC archive for 2004. Figure VIII-B.1b shows the agreement with the application of equation 1, using the 2m daily mean temperature with no correction to the GEOS-4 temperatures (e.g. no lapse rate or offset correction). Figure VIII-B.1c shows the scatter plot where the GEOS-4 surface pressure and temperature have been corrected for elevation differences. Clearly, adjustment to the GEOS-4 surface pressures using equation 1 results in significant improvements to the estimates of the NCDC station pressures.

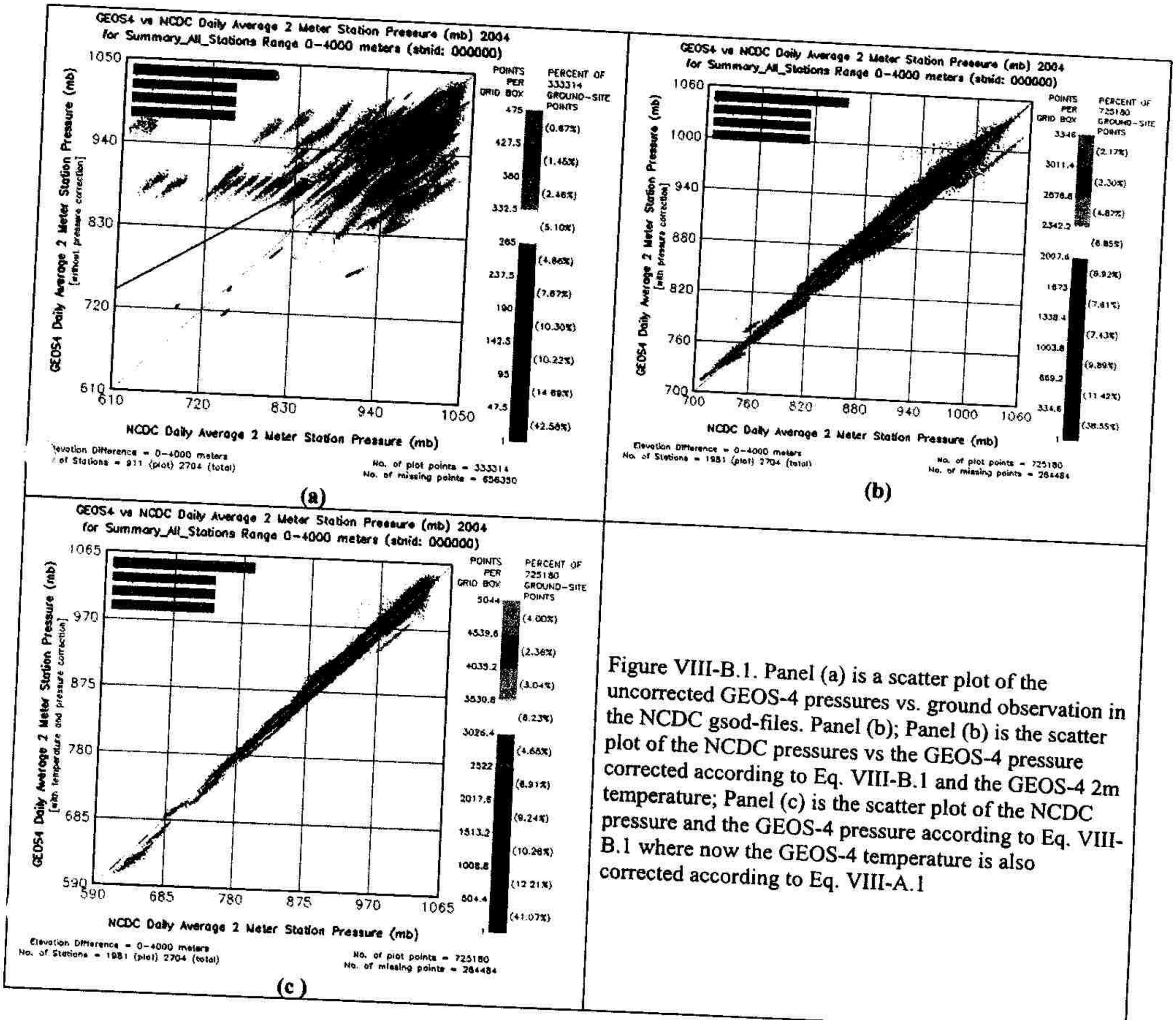


Figure VIII-B.1. Panel (a) is a scatter plot of the uncorrected GEOS-4 pressures vs. ground observation in the NCDC gsod-files. Panel (b); Panel (b) is the scatter plot of the NCDC pressures vs the GEOS-4 pressure corrected according to Eq. VIII-B.1 and the GEOS-4 2m temperature; Panel (c) is the scatter plot of the NCDC pressure and the GEOS-4 pressure according to Eq. VIII-B.1 where now the GEOS-4 temperature is also corrected according to Eq. VIII-A.1

(Return to Content)

C. Humidity (Dew Point/Frost Point) [Validation in Progress]

(Return to Content)

D. Precipitation: The precipitation data in SSE Release 6.0 has been obtained from the Global Precipitation Climate Project (GPCP - http://precip.gsfc.nasa.gov) and the Tropical Rainfall Measurement Mission (TRMM) Daily Global and Regional Rainfall derived data sets (TMPA-RT-3B42RT http://trmm.gsfc.nasa.gov/). The GPCP precipitation data product is a global 1-degree daily combination of observations from multiple platforms. Specifically,

1. Special Sensor/Microwave Imager (SSM/I; 0.5°x0.5° by orbit, GPROF algorithm) provides fractional occurrence of precipitation, and

2. GPCP Version 2 Satellite-Gauge (SG) combination (2.5°x2.5° monthly) data provides monthly accumulation of precipitation as a "scaling constraint" that is applied to the algorithms use to estimate precipitation values from :
   a. geosynchronous-orbit IR (geo-IR) T_b histograms (1°x1° grid in the band 40°N-40°S, 3-hourly),
   b. low-orbit IR (leo-IR) GOES Precipitation Index (GPI; same time/space grid as geo-IR),
   c. TIROS Operational Vertical Sounder (TOVS; 1°x1° on daily nodes, Susskind algorithm), and
   d. Atmospheric Infrared Sounder (AIRS; 1°x1° on daily nodes, Susskind algorithm).

The use of the multiple platforms enumerated above to construct the GPCP 1-Degree Daily Combination data files, in general, provides global coverage for the precipitation estimates, however missing data are not uncommon within the GPCP files. Where available, TRMM data is used to provide precipitation values for the grid points having missing data. In general, the TRMM orbital characteristics provide coverage from 40N to 40S latitude with a ¼-degree resolution. The TRMM data is taken from the ¼-degree daily averaged files, 3B42RT, and averaged to 1-degree to be compatible with the GPCP resolution, and used to fill in missing data in the GPCP file from 40S to 40N. No averaging of the GPCP and TRMM data in common grid cells is performed. Evaluation of the resulting precipitation data is discussed below.

In the remainder of this section the precipitation values provided through the SSE Release 6.0 archive for a 1-degree cell are compared with measurements made at ground sites within the same 1-degree cell. We also compare the averaged rainfall over the Continental United States (CONUS) to NCDC ground sites within the CONUS . In general, precipitation often tends to be a rather localized and short duration event. Consequently, accurately capturing the amount of precipitation even in terms of mean daily amounts from satellite observation is challenging. The precipitation data in SSE release 6.0 results are GPCP 1-degree daily mean values augmented with TRMM observations to fill in missing values in the GPCP data. The GPCP data were used as the base precipitation source since it is derived from inputs from multiple platforms and therefore was deemed to have a better chance of capturing rainfall events. The TRMM data, while having a higher spatial resolution (e.g. ¼ - degree) its polar orbit provides limited coverage of a given ground site.

Figure VIII-D.1 shows the location of three ground sites in Louisiana all within a 1-degree grid cell bounded by on the North and South by 32N and 31S latitudes respectively and on the East and West by 92W and 93W longitudes respectively. Daily mean precipitation data measured at these three sites over a 9-year period beginning in 1997 were compared to daily mean values available from the POWER/SSE Release 6.0. Figures VIII-D.2a, b, and c show the comparison of the POWER/SSE values to ground site measurements for the accumulation over 1-day and for a 5-day accumulation and for a 30-day accumulation.

Figure VIII-D.3 Illustrate the dependence of the mean bias error (MBE) and the root mean square error (RMSE) for each ground site relative to the average precipitation values from the GPSP/TRMM satellite based estimates on the number of accumulation days for this grid cell. Note that the values for the three ground sites relative to the GPCP/TRMM data are virtually identical indicating that similar rain fall was observed at each of the three sites.

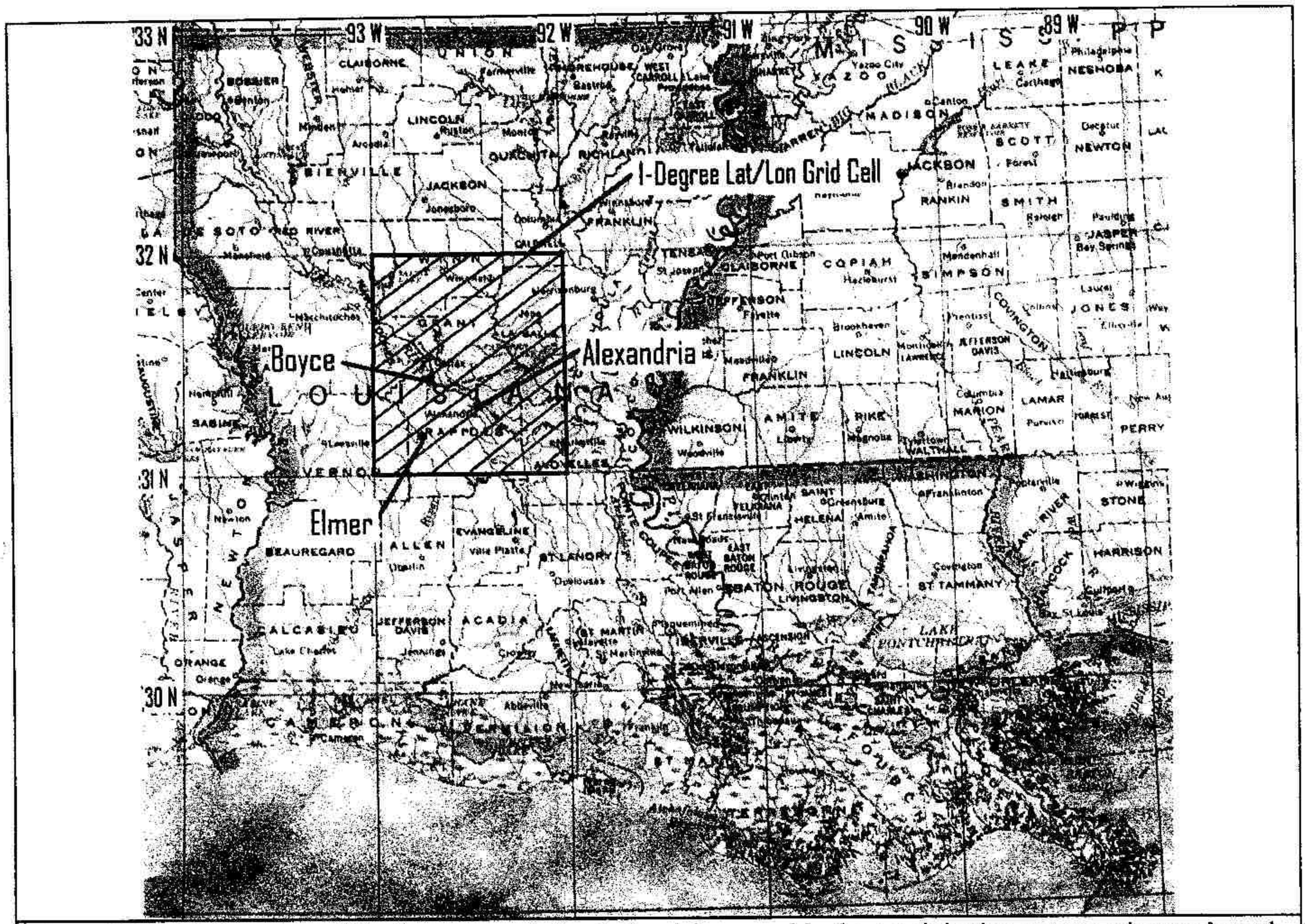
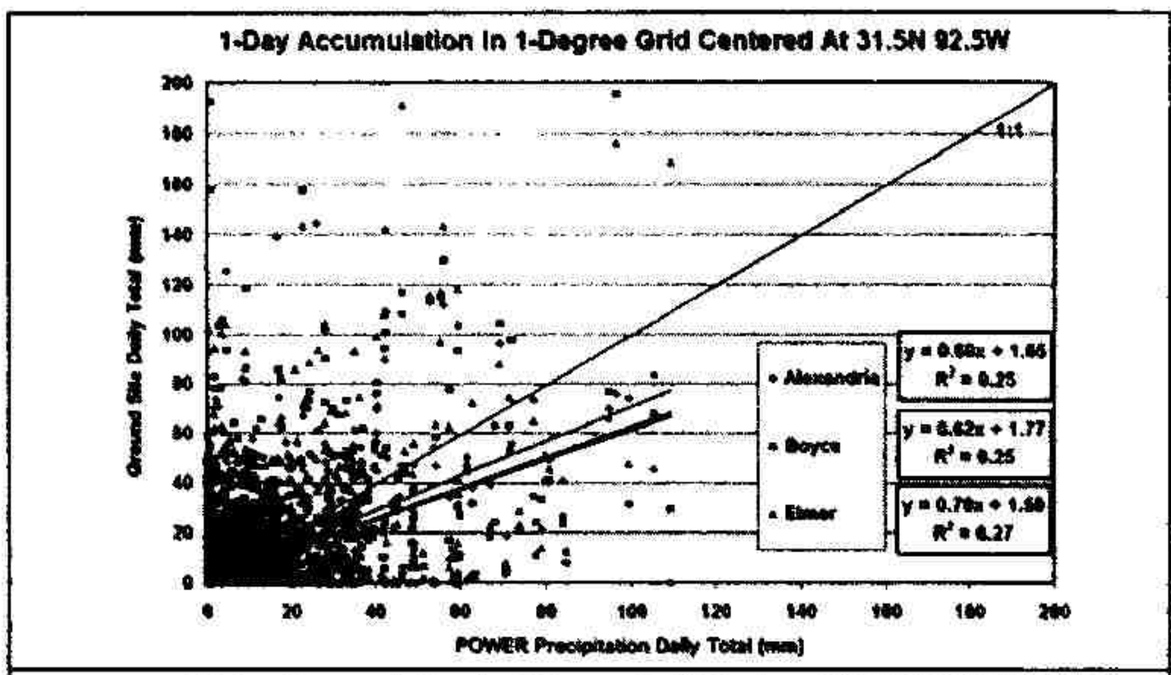
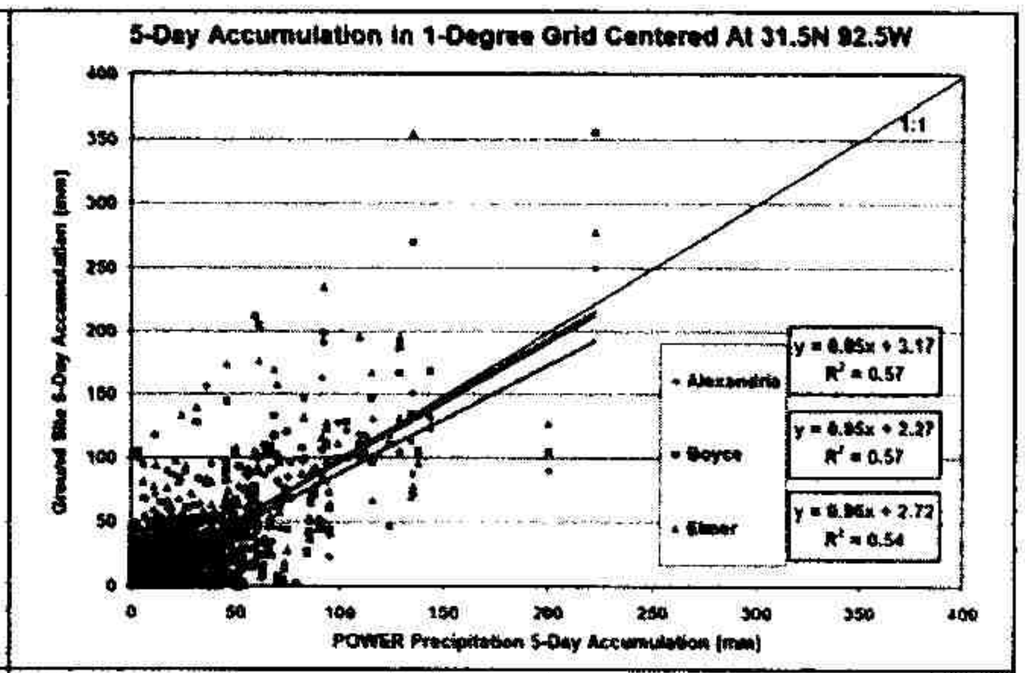
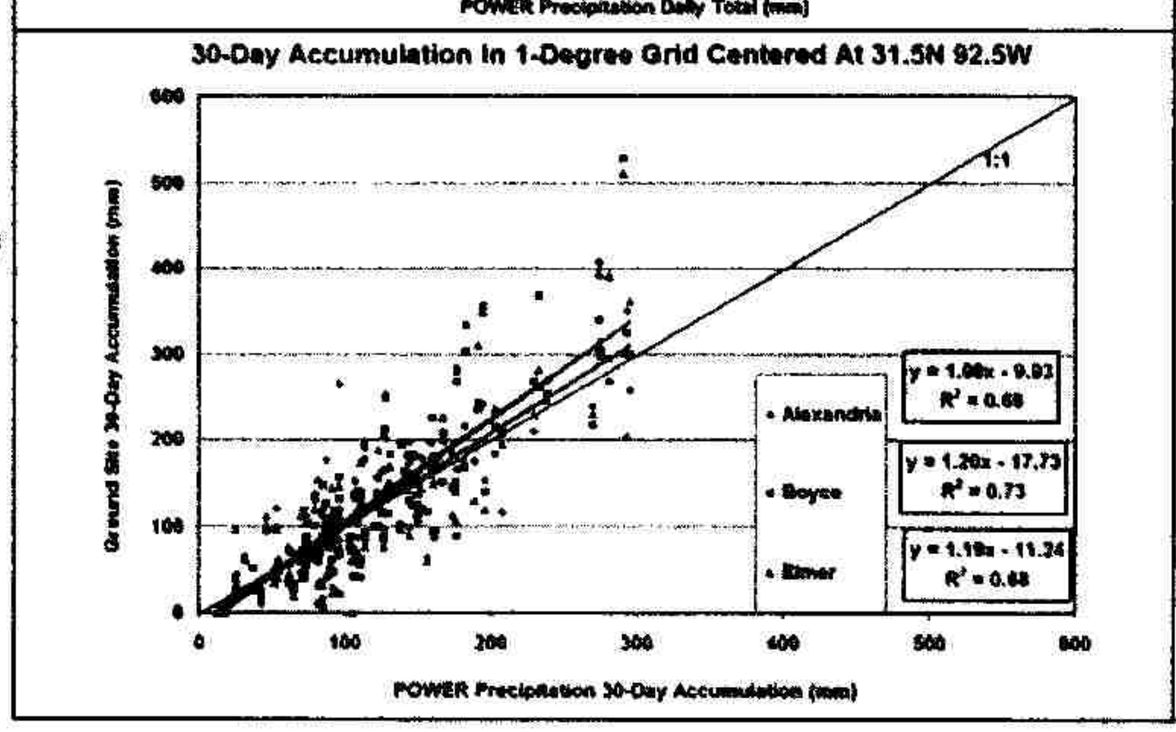


Figure VIII-D.1 Location of the three ground sites in Louisiana used in the precipitation comparative study and the 1-degree grid cell over which the GPCP/TRMM precipitation is averaged.







Figures VIII-D.2. Scatter plots of ground site measurements and GPCP/TRMM data for the accumulation over (a) 1-day, (b) 5-day, and (c) 30-day accumulation periods computed from precipitation data covering the 1997 – 2005 years.

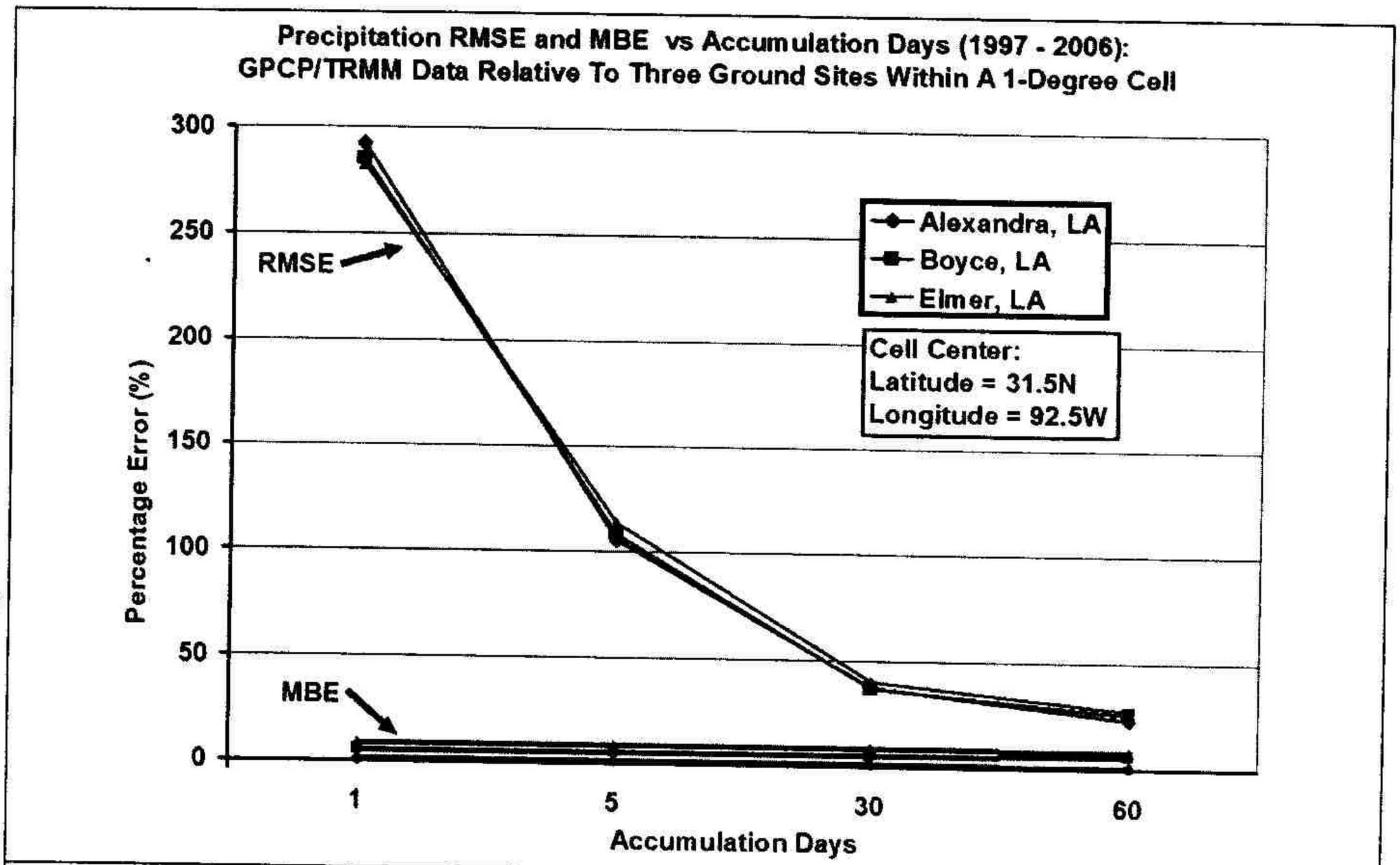


Figure VIII-D.3 The mean bias error (MBE) and root mean square error (RMSE) between ground site precipitation measurements and values from GPCP/TRMM satellite observations versus accumulation days.

(Return to Content)

IX. Wind Speed: The main focus of the wind parameters in POWER/SSE Release 6.0 continues to be applications related to power generation via wind. Accordingly, the primary emphasis was place on providing accurate winds at 50 m above the Earth's surface. Based upon analysis of the winds in GEOS-4 relative to winds provided in the previous release of SSE (i.e. Release 5.1), Release 6.0 winds continue to be based on the Version 1 GEOS (GEOS-1) reanalysis data set described in Takacs, Molod, and Wang (1994). In particular, the 50-meter velocities were derived from GEOS-1 layer 1 values using equations provided by GEOS project personnel. Adjustments were made in a few regions based on science information from Dorman and Sellers (1989) and recent vegetation maps developed by the International Geosphere and Biosphere Project (IGBP) (Figure IX-1). GEOS-1 vegetation maps were compared with IGBP vegetation maps. Significant differences in the geographic distribution of crops, grasslands, and savannas were found in a few regions. In those regions, airport data were converted to new 50-m height velocities based on procedures in Gipe (1999). GEOS-1 50-m values were replaced with the new Gipe-derived estimates in those regions. The scenes provided in SSE Release 6.0 are compared with surface observations below.

Ten-year annual average maps of 50-m and 10-m "airport" wind speeds are shown in Figure IX.2. Velocity magnitude changes are now consistent with general vegetation heights that might be expected from the scene types in Figure IX.1. Note that SSE heights are above the soil, water, or ice surface and not above the "effective" surface in the upper portion of vegetation canopies.

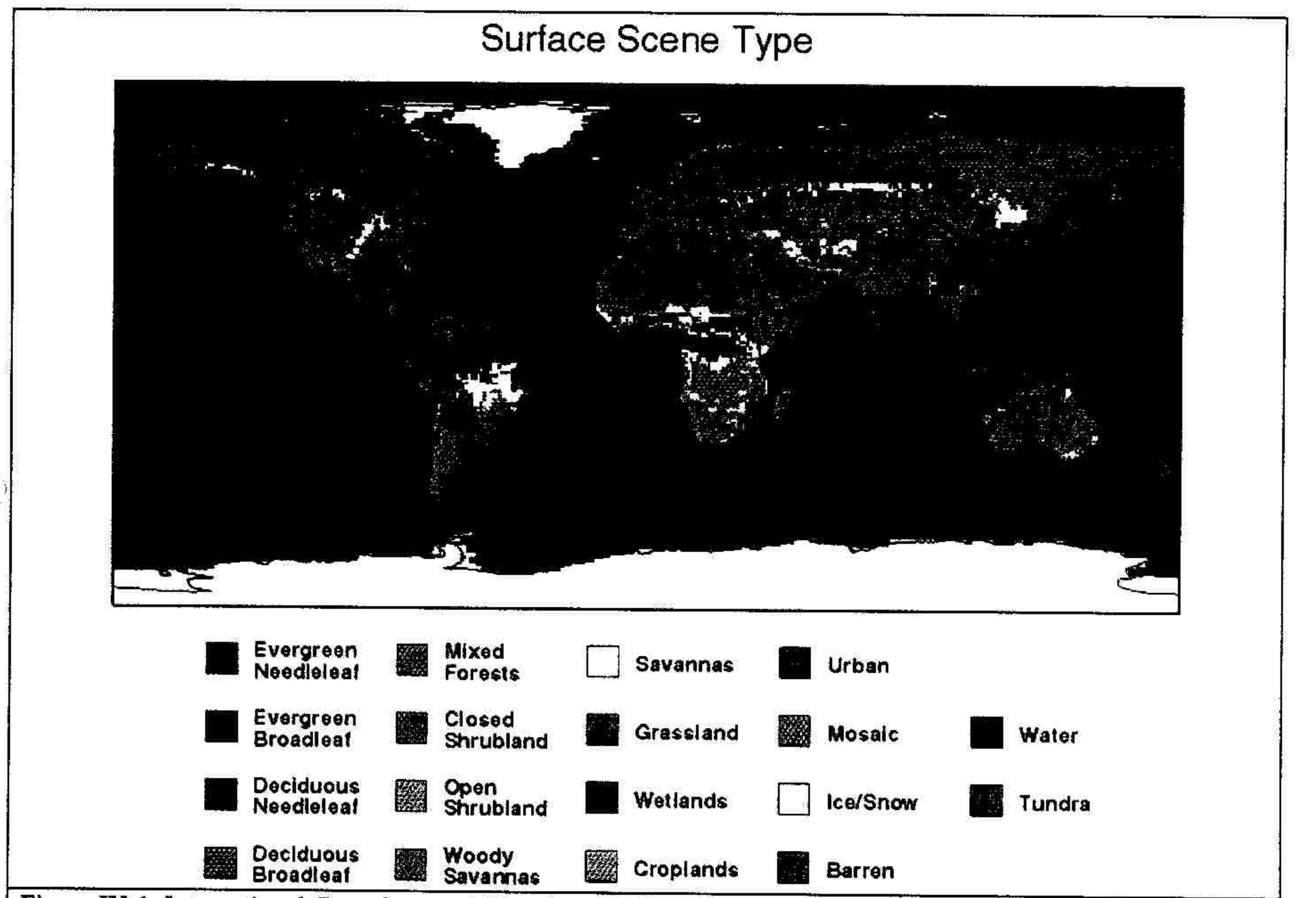
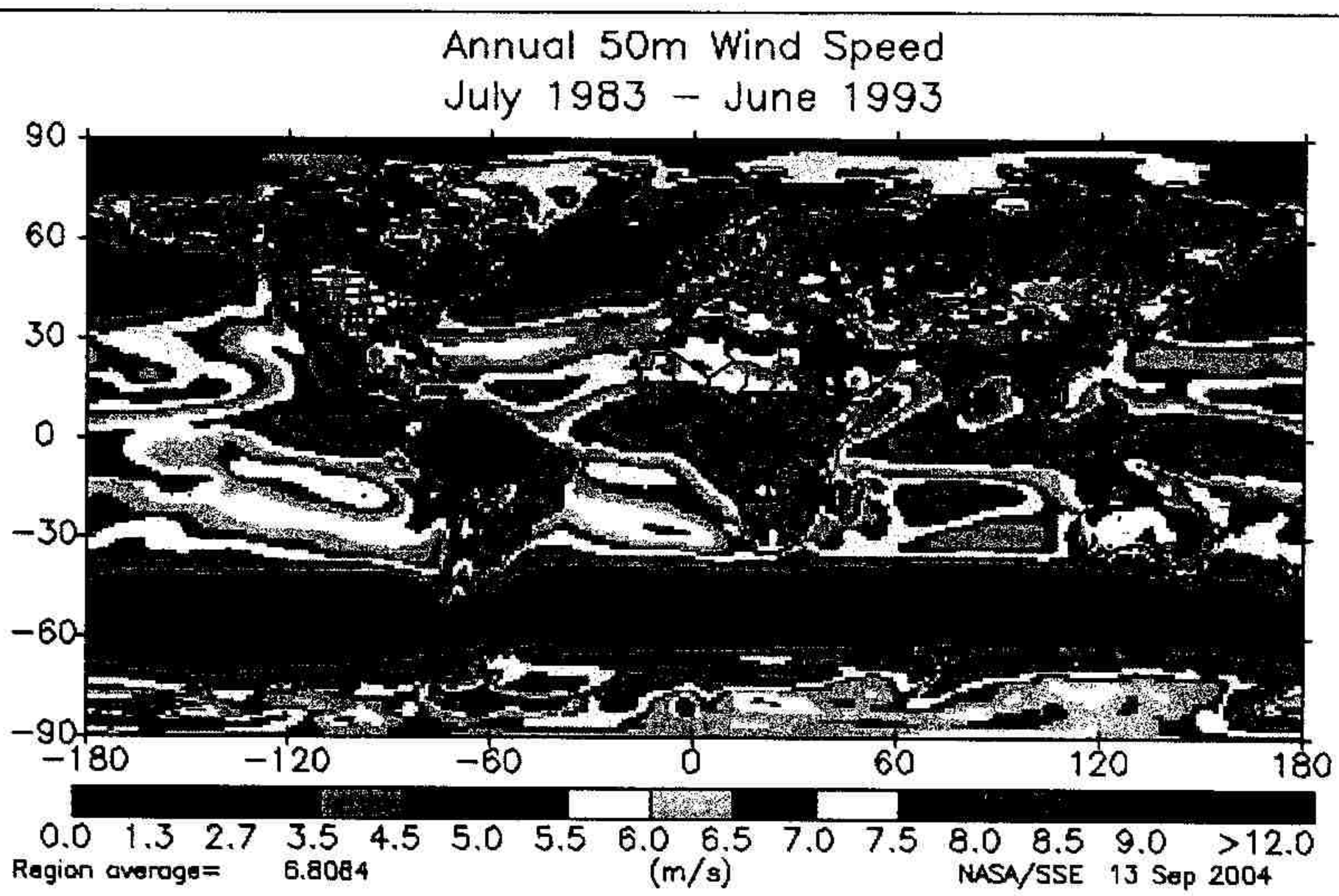


Figure IX-1. International Geosphere and Biosphere Project (IGBP) scene types.

Ten-year average SSE "airport" estimates were compared with 30-year average airport data sets over the globe furnished by the RETScreen project. In general, monthly bias values varied between $\pm$0.2 m/s and RMS (including bias) values are approximately 1.3 m/s (Fig. IX.3). This represents a 20 to 25 percent level of uncertainty relative to mean monthly values and is about the same level of uncertainty quoted by Schwartz (1999). Gipe (1999) notes that operational wind measurements are sometimes inaccurate for a variety of reasons. Site-by-site comparisons at nearly 790 locations indicate SSE 10-m "airport" winds tend to be higher than airport measurements in remote desert regions in some foreign countries. SSE values are usually lower than measurements in mountain regions where localized accelerated flow may occur at passes, ridge lines or mountain peaks. One-degree resolution wind data is not an accurate predictor of local conditions in regions with significant topography variation or complex water/land boundaries.

Designers of "small-wind" power sites need to consider the effects of vegetation canopies affecting wind from either some or all directions. Trees and shrub-type vegetation with various heights and canopy-area ratios reduce near-surface velocities by different amounts. GEOS-1 calculates 10-m velocities for a number of different vegetation types. Values are calculated by parameterizations developed from a number of "within-vegetation" experiments in Canada, Scandinavia, Africa, and South America. The ratio of 10-m to 50-m velocities (V10/V50) for 17 vegetation types is provided in Table IX.1. All values were taken from GEOS-1 calculations except for the "airport" flat rough grass category that was taken from Gipe.



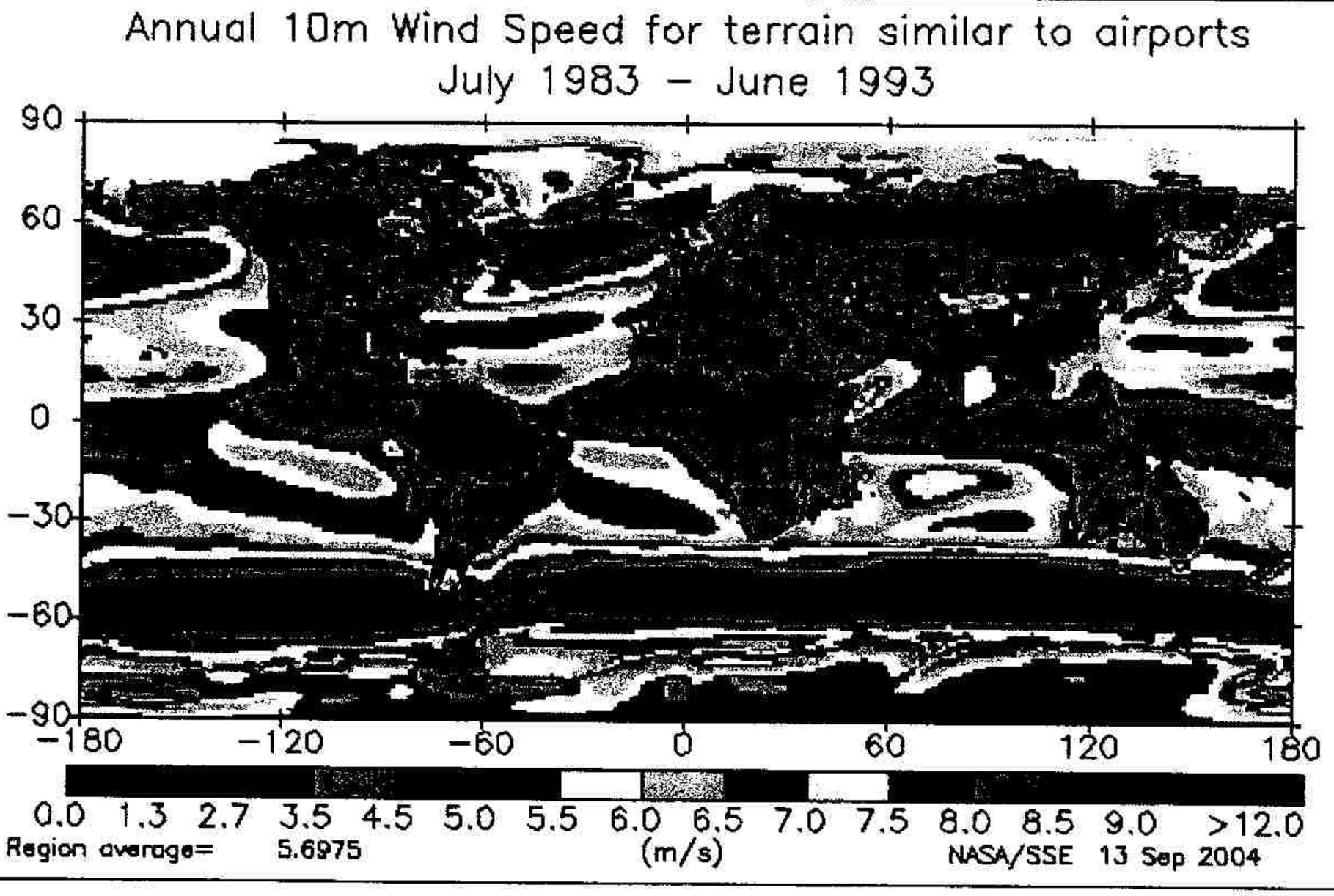


Figure IX.2. SSE Release 6.0 estimates of wind velocity at 50 and 10 meters above the ground, water, or snow/ice surface.

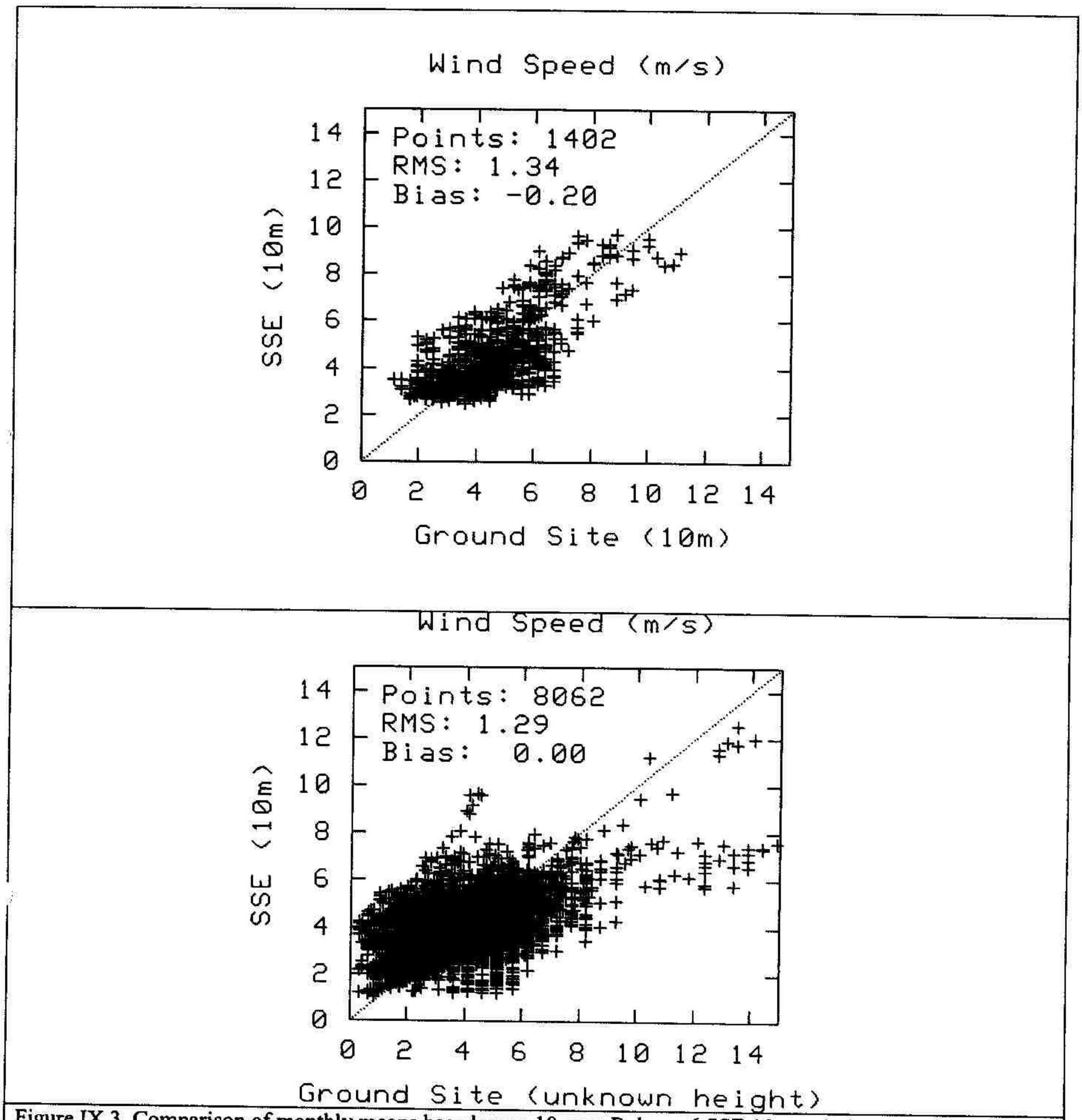


Figure IX.3. Comparison of monthly means based upon 10-year Release 6 SSE 10-m wind speed with monthly means based upon 30-year RETScreen site data.

Table IX.1. Wind Velocity V10/V50 Ratio for Various Vegetation Types.

Northern hemisphere month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35-m broadleaf-evergreen trees (70%) small type	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
20-m broadleaf-deciduous trees (75%)	0.58	0.57	0.56	0.55	0.53	0.51	0.49	0.51	0.53	0.55	0.56	0.57
20-m broadleaf & needleleaf trees (75%)	0.44	0.47	0.50	0.52	0.53	0.54	0.54	0.52	0.50	0.48	0.46	0.45
17-m needleleaf-evergreen trees (75%)	0.50	0.53	0.56	0.58	0.57	0.56	0.55	0.55	0.55	0.54	0.53	0.52
14-m needleleaf-deciduous trees (50%)	0.52	0.53	0.55	0.57	0.57	0.58	0.58	0.54	0.51	0.49	0.49	0.50
18-m broadleaf trees (30%)/groundcover	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
0.6-m perennial groundcover (100%)	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
0.5-m broadleaf (variable %)/groundcover	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
0.5-m broadleaf shrubs (10%)/bare soil	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
0.6-m shrubs (variable %)/groundcover	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Rough bare soil	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Crop: 20-m broadleaf-deciduous trees (10%) & heat	0.64	0.62	0.69	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.59	0.61	0.63
Rough glacial snow/ice	0.57	0.59	0.62	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.62	0.59	0.58	0.57
Smooth sea ice	0.75	0.78	0.83	0.86	0.86	0.86	0.86	0.82	0.78	0.74	0.74	0.74
Open water	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
"Airport": flat ice/snow	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
"Airport": flat rough grass	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79

Note: 10-m and 50-m heights are above soil, water, or ice surfaces, not above the "effective" surface near the tops of vegetation.

(Return to Content)

X. References

Bloom, S., A. da Silva, D. Dee, M. Bosilovich, J.-D. Chern, S. Pawson, S. Schubert, M. Sienkiewicz, I. Stajner, W.-W. Tan, M.-L. Wu, Documentation and Validation of the Goddard Earth Observing System (GEOS) Data Assimilation System - Version 4, Technical Report Series on Global Modeling and Data Assimilation, NASA/TM—2005–104606, Vol. 26, 2005

Braun, J. E. and J. C. Mitchell, 1983: Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces. Solar Energy, Vol. 31, No. 5, pp. 439-444.

Briggs, Robert S., R. G. Lucas, Z. T. Taylor, 2003: Climate Classification for Building Energy Codes and Standards. Technical Paper, Pacific NW National Laboratory, March 26, 2002. Continue to use original climate zone definitions.

Collares-Pereira, M. and A. Rabl, 1979: The Average Distribution of Solar Radiation- Correlations Between Diffuse and Hemispherical and Between Daily and Hourly Insolation Values. Solar Energy, Vol. 22, No. 1, pp. 155-164.

Dorman, J. L. and P. J. Sellers, 1989: A Global Climatology of Albedo, Roughness Length and Stomatal Resistance for Atmospheric General Circulation Models as Represented by the Simple Biosphere Model (SiB). Journal of Atmospheric Science, Vol. 28, pp. 833-855.

Erbs, D. G., S. A. Klein, and J. A. Duffie, 1982: Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly average Global Radiation. Solar Energy, Vol. 28, No. 4, pp. 293-302.

Gipe, Paul, 1999: Wind Energy Basics, Chelsea Green Publishing, 122 pp.

Gupta, S. K., D. P. Kratz, P. W. Stackhouse, Jr., and A. C. Wilber, 2001: The Langley Parameterized Shortwave Algorithm (LPSA) for Surface Radiation Budget Studies. NASA/TP-2001-211272, 31 pp.

Klein, S.A., 1977: Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. Solar Energy, Vol. 19, pp. 325-329.

Liu, B. Y. H. and R. C. Jordan, 1960: The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse, and Total Solar Radiation. Solar Energy, Vol. 4, No. 3, pp. 1-19.

RETScreen: Clean Energy Project Analysis: RETScreen® Engineering & Cases Textbook, Third Edition, Minister of Natural Resources Canada, September 2005. (http://www.retscreen.net/ang/12.php, Engineering e-Textbook, Version 4, RETScreen Photovoltaic Project Analysis Chapter, pp. PV.15-PV.21, ISBN: 0-662-35672-1, Catalogue no.: M39-99/2003E-PDF).

Schwartz, Marc, 1999: Wind Energy Resource Estimation and Mapping at the National Renewable Energy Laboratory. NREL Conf. Pub. NREL/CP-500-26245.

Surface Weather Observations and Reports, Federal Meteorological Handbook No. 1, FCM-H1-2005, Washington, D.C., 2005

Takacs, L. L., A. Molod, and T. Wang, 1994: Volume 1: Documentation of the Goddard Earth Observing System (GEOS) general circulation model - version 1, NASA Technical Memorandum 104606, Vol. 1, 100 pp.

White, J.W. et al., Evaluation of NASA satellite- and assimilation model-derived long-term daily temperature data over the continental US, Agric. Forest Meteorol. (2008), doi:10.1016/j.agrformet.2008.05.017

Signature Not Verified
Digitally signed by Theodores Mourmouris
Date: 2010.04.14 09:58:39 EEST
Reason: Signed PDF (embedded)
Location: Athens, Ethniko Typografio

ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ **Αρ. Φύλλου 407**

9 Απριλίου 2010

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. Δ6/Β/οικ. 5825

Έγκριση Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων.

ΟΙ ΥΠΟΥΡΓΟΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ - ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ

Έχοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του Π.Δ. 63/2005 «Κωδικοποίηση της νομοθεσίας για την Κυβέρνηση και τα Κυβερνητικά Όργανα» (ΦΕΚ Α΄ 98).

2. Το Π.Δ. 187/2009 «Διορισμός Υπουργών και Υφυπουργών» (ΦΕΚ Α΄ 214).

3. Το Π.Δ. 185/2009 «Ανασύσταση του Υπουργείου Οικονομικών, συγχώνευση του Υπουργείου Οικονομίας και Οικονομικών με τα Υπουργεία Ανάπτυξης και Εμπορικής Ναυτιλίας, Αιγαίου και Νησιωτικής Πολιτικής και μετονομασία του σε «Υπουργείο Οικονομίας, Ανταγωνιστικότητας και Ναυτιλίας», μετατροπή του Υπουργείου Μακεδονίας - Θράκης σε Γενική Γραμματεία Μακεδονίας - Θράκης και υπαγωγή στο Υπουργείο Εσωτερικών της Γενικής Γραμματείας Μακεδονίας - Θράκης και της Γενικής Γραμματείας Αιγαίου και Νησιωτικής Πολιτικής» (ΦΕΚ Α΄ 213) και ιδίως το άρθρο 1.

4. Το Π.Δ. 189/2009 «Καθορισμός και ανακατανομή αρμοδιοτήτων των Υπουργείων» (ΦΕΚ Α΄ 221) και ιδίως το άρθρο 6.

5. Την Οδηγία 2002/91/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 16ης Δεκεμβρίου 2002 «Για την ενεργειακή απόδοση των κτιρίων» (OJ L1/4.1.2003).

6. Το Ν. 40/1975 «Περί λήψεως μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας» (ΦΕΚ Α΄ 90).

7. Το Ν. 1338/1983 «Εφαρμογή του Κοινοτικού Δικαίου» (ΦΕΚ Α΄ 34), όπως τροποποιήθηκε, συμπληρώθηκε και ισχύει.

8. Το Ν. 3661/2008 «Μέτρα για τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης των κτιρίων και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α΄ 89) και ειδικότερα το άρθρο 3.

9. Το Ν. 3818/2010 «Προστασία δασών και δασικών εκτάσεων του Νομού Αττικής, σύσταση Ειδικής Γραμματείας Επιθεώρησης Περιβάλλοντος και Ενέργειας και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α΄ 17) και ιδίως το άρθρο 6.

10. Το Ν. 1577/1985 «Γενικός Οικοδομικός Κανονισμός» (ΦΕΚ Α΄ 210), όπως τροποποιήθηκε και ισχύει με το Ν.2831/2000 (ΦΕΚ Α΄ 140).

11. Τις διατάξεις του άρθρου 1 παρ. 1 και 2 του Ν.1650/1986 «Προστασία του περιβάλλοντος» (ΦΕΚ Α΄ 160), όπως ισχύει.

12. Το Π.Δ. της 1.6/4.7.1979 «Περί εγκρίσεως κανονισμού δια την θερμομόνωσιν των κτιρίων» (ΦΕΚ Δ΄ 362).

13. Το Π.Δ. 335/1993 «Απαιτήσεις απόδοσης για τους νέους λέβητες ζεστού νερού που τροφοδοτούνται με υγρά ή αέρια καύσιμα, σε συμμόρφωση προς την οδηγία του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων 92/42/ΕΟΚ της 21ης Μαΐου 1992» (ΦΕΚ Α΄ 143), όπως τροποποιήθηκε με το ΠΔ 59/1995 (ΦΕΚ Α΄ 46).

14. Την απόφαση 3046/304/1989 του αναπληρωτή Υπουργού Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων «Κτιριοδομικός Κανονισμός» (ΦΕΚ Δ΄ 59), όπως ισχύει.

15. Την απόφαση των Υπουργών Εσωτερικών, Δημόσιας Διοίκησης και Αποκέντρωσης, Εθνικής Οικονομίας, Ανάπτυξης και Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων 21475/4707/30-7-1998 (ΦΕΚ Β΄ 880) «Περιορισμός των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα με τον καθορισμό μέτρων και όρων για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων».

16. Την απόφαση των Υπουργών Εθνικής Οικονομίας, Ανάπτυξης και Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων Δ6/Β/11038/8-7-1999 «Διαδικασίες, απαιτήσεις και κατευθύνσεις για τη διεξαγωγή ενεργειακών επιθεωρήσεων» (ΦΕΚ Β΄ 1526).

17. Την ανάγκη εισαγωγής ολοκληρωμένου ενεργειακού σχεδιασμού των κτιρίων με σκοπό τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσής τους, την εξοικονόμηση ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος, αποφασίζουμε:

Εγκρίνεται Κανονισμός Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων (Κ.ΕΝ.Α.Κ.), ως ακολούθως:

ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Α΄
ΓΕΝΙΚΑ

Άρθρο 1
Σκοπός

1. Η απόφαση αυτή διαμορφώνει το πλαίσιο αρχών και καθορίζει τους όρους και τις προϋποθέσεις βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων.

2. Ειδικότερα, σκοπό της παρούσας αποτελεί η μείωση της κατανάλωσης συμβατικής ενέργειας για θέρμανση, ψύξη, κλιματισμό (ΘΨΚ), φωτισμό και παραγωγή ζεστού νερού χρήσης (ΖΝΧ) με την ταυτόχρονη διασφάλιση συνθηκών άνεσης στους εσωτερικούς χώρους των κτιρίων. Ο σκοπός αυτός επιτυγχάνεται μέσω του ενεργειακά αποδοτικού σχεδιασμού του κελύφους, της χρήσης ενεργειακά αποδοτικών δομικών υλικών και ηλεκτρομηχανολογικών (Η/Μ) εγκαταστάσεων, ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ).

3. Για τους σκοπούς της προηγούμενης παραγράφου:

3.1 Ορίζεται μεθοδολογία υπολογισμού της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων για την εκτίμηση των ενεργειακών καταναλώσεων των κτιρίων για ΘΨΚ, φωτισμό και ΖΝΧ.

3.2 Καθορίζονται ελάχιστες απαιτήσεις για την ενεργειακή απόδοση και κατηγορίες για την ενεργειακή κατάταξη των κτιρίων.

3.3 Καθορίζονται οι ελάχιστες προδιαγραφές για τον αρχιτεκτονικό σχεδιασμό των κτιρίων, τα θερμικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους και οι προδιαγραφές των Η/Μ εγκαταστάσεων, των υπό μελέτη νέων κτιρίων καθώς και των ριζικά ανακαινιζόμενων, όπως αυτά ορίζονται στις παραγράφους 11 και 12 αντίστοιχα του άρθρου 2 του ν. 3661/2008.

3.4 Ορίζεται το περιεχόμενο της μελέτης ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων.

3.5 Καθορίζεται η μορφή του Πιστοποιητικού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίου, καθώς και τα στοιχεία που αυτό θα περιλαμβάνει.

3.6 Καθορίζεται η διαδικασία των ενεργειακών επιθεωρήσεων των κτιρίων, καθώς και η διαδικασία των επιθεωρήσεων λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης και κλιματισμού.

Άρθρο 2
Πεδίο εφαρμογής

1. Η παρούσα απόφαση εφαρμόζεται στις κατηγορίες χρήσεων κτιρίων που προβλέπονται στο άρθρο 3 παρ.4 του ν. 3661/2008 «Μέτρα για τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης των κτιρίων και άλλες διατάξεις», λαμβάνοντας υπόψη τις εξαιρέσεις του άρθρου 11 του ν. 3661/2008.

2. Η μελέτη ενεργειακής απόδοσης εκπονείται για κάθε νέο κτίριο, καθώς και για κάθε υφιστάμενο κτίριο που ανακαινίζεται ριζικά, όπως προβλέπεται στα άρθρα 4 και 5 αντίστοιχα του ν. 3661/2008.

3. Η ενεργειακή επιθεώρηση για την πιστοποίηση των κτιρίων και η έκδοση του Πιστοποιητικού Ενεργειακής Απόδοσης (ΠΕΑ) εφαρμόζεται στις περιπτώσεις του άρθρου 6 του ν. 3661/08 από την έναρξη ισχύος της παρούσας, εκτός από την περίπτωση α) της μίσθωσης κτιρίων, για την οποία η έναρξη ισχύος ορίζεται σε εννέα (9) μήνες από τη δημοσίευση της παρούσας απόφασης στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως και β) της πώλησης κτιρίων, για την οποία η έναρξη ισχύος ορίζεται σε έξι (6) μήνες από τη δημοσίευση της παρούσας απόφασης στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Για την περίπτωση κτιρίων για τα οποία έχει εκδοθεί οικοδομική άδεια πριν από την έναρξη ισχύος της παρούσας απόφασης, αλλά η κατασκευή τους ολοκληρώνεται μετά την έναρξη ισχύος της παρούσας δεν ισχύει η υποχρέωση διενέργειας ενεργειακής επιθεώρησης και έκδοσης ΠΕΑ, πέραν των περιπτώσεων αγοροπωλησίας ή μίσθωσης.

4. Η ενεργειακή επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης εφαρμόζεται στις περιπτώσεις του άρθρου 7 του ν. 3661/08 και αφορά στη συνολική ωφέλιμη εγκατεστημένη ονομαστική θερμική ισχύ του κτιρίου.

5. Η ενεργειακή επιθεώρηση εγκαταστάσεων κλιματισμού εφαρμόζεται στις περιπτώσεις του άρθρου 8 του ν. 3661/08 και αφορά στη συνολική ωφέλιμη εγκατεστημένη ονομαστική ψυκτική/θερμική ισχύ του κτιρίου.

Άρθρο 3
Ορισμοί

Για την εφαρμογή της παρούσας, οι όροι που χρησιμοποιούνται στις διατάξεις της έχουν την ακόλουθη έννοια:

- «Κτίριο αναφοράς»: κτίριο με τα ίδια γεωμετρικά χαρακτηριστικά, θέση, προσανατολισμό, χρήση και χαρακτηριστικά λειτουργίας με το εξεταζόμενο κτίριο. Το κτίριο αναφοράς πληροί τις ελάχιστες προδιαγραφές και έχει καθορισμένα τεχνικά χαρακτηριστικά τόσο στα εξωτερικά δομικά στοιχεία του, όσο και στις Η/Μ εγκαταστάσεις που αφορούν τη ΘΨΚ των εσωτερικών χώρων, την παραγωγή ΖΝΧ και το φωτισμό.

- «Συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση κτιρίου»: το άθροισμα των επιμέρους υπολογιζόμενων ενεργειακών καταναλώσεων ενός κτιρίου για τη ΘΨΚ, παραγωγή ΖΝΧ και φωτισμό, εκφραζόμενο σε ενέργεια ανά μονάδα μικτής επιφάνειας των θερμαινόμενων χώρων του κτιρίου ανά έτος σε kWh/(m² · έτος). Ειδικά για τα κτίρια κατοικίας στη συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση δεν συνυπολογίζεται ο φωτισμός.

- «Συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κτιρίου»: το άθροισμα των προαναφερόμενων επιμέρους ενεργειακών καταναλώσεων, μετά από την αναγωγή τους σε μεγέθη πρωτογενούς ενέργειας σύμφωνα με τους συντελεστές μετατροπής (πρωτογενής προς τελική ενέργεια) του Πίνακα Β.1 της παρούσας.

- «Απόδοση συστήματος ή συντελεστής απόδοσης»: είναι ο λόγος της αποδιδόμενης ωφέλιμης ενέργειας του συστήματος προς την ενέργεια που χρησιμοποιεί και καταναλώνει το σύστημα για τη λειτουργία του.

- «Εσωτερικά κέρδη»: οι θερμικές πρόσοδοι ενός χώρου κτιρίου από εσωτερικές πηγές θερμότητας, όπως άνθρωποι, φωτιστικά σώματα, ηλεκτρικές συσκευές, εξοπλισμός γραφείου κ.α.

- «Ηλιακά κέρδη»: οι θερμικές πρόσοδοι εντός του κτιρίου μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας και της μετατροπής της σε θερμότητα. Διακρίνονται σε άμεσα κέρδη τα οποία οφείλονται στην ηλιακή ακτινοβολία που διέρχεται μέσω των παραθύρων και λοιπών ανοιγμάτων και σε έμμεσα κέρδη που προέρχονται από την ηλιακή ακτινοβολία που απορροφάται από αδιαφανή στοιχεία.

- «Θερμική ζώνη κτιρίου»: Σύνολο (ομάδα) χώρων μέσα στο κτίριο με όμοιες απαιτούμενες εσωτερικές συνθήκες και χρήση. Οι θερμικές ζώνες καθορίζονται με βάση τα παρακάτω κριτήρια:

α) Η επιθυμητή θερμοκρασία των εσωτερικών χώρων διαφέρει περισσότερο από 4 Κ για τη χειμερινή ή/και τη θερινή περίοδο.

β) Υπάρχουν χώροι με διαφορετική χρήση / λειτουργία.

γ) Υπάρχουν χώροι στο κτίριο που καλύπτονται με διαφορετικά συστήματα θέρμανσης ή/και ψύξης ή/και κλιματισμού λόγω διαφορετικών εσωτερικών συνθηκών.

δ) Υπάρχουν χώροι στο κτίριο που παρουσιάζουν μεγάλες διαφορές εσωτερικών ή/και ηλιακών κερδών ή/και θερμικών απωλειών.

ε) Υπάρχουν χώροι όπου το σύστημα του μηχανικού αερισμού καλύπτει λιγότερο από το 80% της επιφάνειας κάτοψης του χώρου.

- «Συντελεστής σκίασης»: η ικανότητα ενός σκιάστρου να περιορίζει τη διέλευση της ηλιακής ακτινοβολίας. Λαμβάνει τιμές μεταξύ 0 και 1. Όσο μικρότερος είναι ο συντελεστής σκίασης, τόσο λιγότερη ηλιακή ακτινοβολία εισέρχεται στο εσωτερικό του κτιρίου ή/και προσπίπτει στα εξωτερικά δομικά στοιχεία.

- «COP: συντελεστής επίδοσης»: ο συντελεστής συμπεριφοράς των αντλιών θερμότητας στις ονομαστικές συνθήκες λειτουργίας (για θέρμανση), όπως δίνονται στις τεχνικές προδιαγραφές.

- «EER: λόγος ή δείκτης ενεργειακής αποδοτικότητας»: ο συντελεστής συμπεριφοράς των ψυκτικών μονάδων στις ονομαστικές συνθήκες λειτουργίας (για ψύξη), όπως δίδονται στις τεχνικές προδιαγραφές.

- «SPF: εποχιακός βαθμός απόδοσης»: ο μέσος εποχιακός συντελεστής συμπεριφοράς των αντλιών θερμότητας στις μέσες συνθήκες λειτουργίας ψύξης/θέρμανσης, όπως δίδονται στις τεχνικές προδιαγραφές.

- «Μέσος συντελεστής θερμικών απωλειών διανομής»: το ποσοστό συνολικών θερμικών απωλειών του δικτύου διανομής επί της συνολικής κατανάλωσης θερμικής ενέργειας ανά τελική χρήση (θέρμανση χώρων ή ψύξη χώρων ή ΖΝΧ) του κτιρίου ή της θερμικής ζώνης.

- «Αερισμός μέσω χαραμάδων»: η ποσότητα αέρα που διέρχεται από τις χαραμάδες των κουφωμάτων.

- «Μελέτη ενεργειακής απόδοσης»: Η μελέτη που αναλύει και αξιολογεί την απόδοση του ενεργειακού σχεδιασμού των κτιρίων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Β΄
ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΩΝ

Άρθρο 4
Βασικές παράμετροι

1. Η ενεργειακή απόδοση των κτιρίων προσδιορίζεται με βάση μεθοδολογία υπολογισμού της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας. Η μεθοδολογία υπολογισμού περιλαμβάνει τουλάχιστον τα παρακάτω στοιχεία:

1.1 Τη χρήση του κτιρίου, τις επιθυμητές συνθήκες εσωτερικού περιβάλλοντος (θερμοκρασία, υγρασία, αερισμός), τα χαρακτηριστικά λειτουργίας και τον αριθμό χρηστών.

1.2 Τα κλιματικά δεδομένα της περιοχής του κτιρίου (θερμοκρασία, σχετική και απόλυτη υγρασία, ταχύτητα ανέμου και ηλιακή ακτινοβολία).

1.3 Τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους (σχήμα και μορφή κτιρίου, διαφανείς και μη επιφάνειες, σκίαστρα κ.α.), σε σχέση με τον προσανατολισμό και τα χαρακτηριστικά των εσωτερικών δομικών στοιχείων (χωρίσματα κ.α).

1.4 Τα θερμικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους (θερμοπερατότητα, θερμική μάζα, απορροφητικότητα ηλιακής ακτινοβολίας, διαπερατότητα κ.α.).

1.5 Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης θέρμανσης χώρων (τύπος συστημάτων, δίκτυο διανομής, απόδοση συστημάτων κ.α.).

1.6 Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης ψύξης/κλιματισμού χώρων (τύπος συστημάτων, δίκτυο διανομής, απόδοση συστημάτων κ.α.).

1.7 Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης μηχανικού αερισμού (τύπος συστημάτων, δίκτυο διανομής, απόδοση συστημάτων κ.α.).

1.8 Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης παραγωγής ΖΝΧ (τύπος συστημάτων, δίκτυο διανομής, απόδοση συστημάτων κ.α.).

1.9 Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης φωτισμού για τα κτίρια του τριτογενή τομέα.

1.10 Τα παθητικά ηλιακά συστήματα.

2. Στη μεθοδολογία υπολογισμού συνεκτιμάται, κατά περίπτωση, η θετική επίδραση των ακόλουθων συστημάτων:

2.1 Ενεργητικών ηλιακών συστημάτων και άλλων συστημάτων παραγωγής θερμότητας, ψύξης και ηλεκτρισμού με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

2.2 Ενέργεια παραγόμενη με τεχνολογίες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ).

2.3 Κεντρικά συστήματα θέρμανσης και ψύξης σε κλίμακα περιοχής ή οικοδομικού τετραγώνου (τηλεθέρμανση).

2.4 Φυσικός φωτισμός.

3. Η μέθοδος υπολογισμού της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων επανεξετάζεται κατά τακτά χρονικά διαστήματα, σύμφωνα με την παράγραφο 5 του άρθρου 3 του ν. 3661/08. Η πρώτη επανεξέταση επιβάλλεται να πραγματοποιηθεί δύο (2) έτη από την έναρξη ισχύος της παρούσας.

Άρθρο 5
Υπολογιστικές μέθοδοι - Δεδομένα υπολογισμού

1. Για τους υπολογισμούς της ενεργειακής απόδοσης και της ενεργειακής κατάταξης των κτιρίων εφαρμόζεται η μέθοδος ημι-σταθερής κατάστασης μηνιαίου βήματος του Ευρωπαϊκού Προτύπου ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 13790, και των υπολοίπων προτύπων όπως απεικονίζονται στους Πίνακες του Παραρτήματος 1 της παρούσας.

2. Για τους ανωτέρω υπολογισμούς χρησιμοποιούνται λογισμικά τα οποία θα αξιολογούνται από την Ειδική Υπηρεσία Επιθεωρητών Ενέργειας (ΕΥΕΠΕΝ), η οποία συστάθηκε με το άρθρο 6 του νόμου 3818/2010 (ΦΕΚ 17/16-02-2010) στην Ειδική Γραμματεία Επιθεώρησης Περιβάλλοντος και Ενέργειας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ).

3. Οι παράμετροι υπολογισμού καθορίζονται από τα στοιχεία της αρχιτεκτονικής και ηλεκτρομηχανολογικής μελέτης του κτιρίου και σύμφωνα με τις Τεχνικές Οδηγίες του Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδας (ΤΟΤΕΕ), οι οποίες εγκρίνονται με απόφαση Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΠΕΚΑ) και επικαιροποιούνται, κατά περίπτωση, σύμφωνα με τις εθνικές απαιτήσεις και εξελίξεις.

4. Οι πρότυπες εσωτερικές συνθήκες (θερμοκρασία, υγρασία, αερισμός εσωτερικών χώρων, φωτισμός κ.α.) των κτιρίων προσδιορίζονται με σχετικές ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής τους με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

5. Για τους υπολογισμούς λαμβάνονται υπόψη τα κλιματικά δεδομένα όπως προσδιορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

6. Η αναγωγή της υπολογιζόμενης τελικής κατανάλωσης καυσίμου σε πρωτογενή γίνεται με τη χρήση των συντελεστών του Πίνακα Β.1.

Πίνακας Β.1: Συντελεστής μετατροπής της τελικής κατανάλωσης ενέργειας του κτιρίου σε πρωτογενή ενέργεια

Πηγή ενέργειας	Συντελεστής μετατροπής σε πρωτογενή ενέργεια	Εκλυόμενοι ρύποι ανά μονάδα ενέργειας (kgCO2/kWh)
Φυσικό αέριο	1,05	0,196
Πετρέλαιο θέρμανσης	1,10	0,264
Ηλεκτρική ενέργεια	2,90	0,989
Βιομάζα	1,00	—

7. Για τον υπολογισμό της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, τόσο στο υπό μελέτη κτίριο, όσο και στο αντίστοιχο κτίριο αναφοράς.

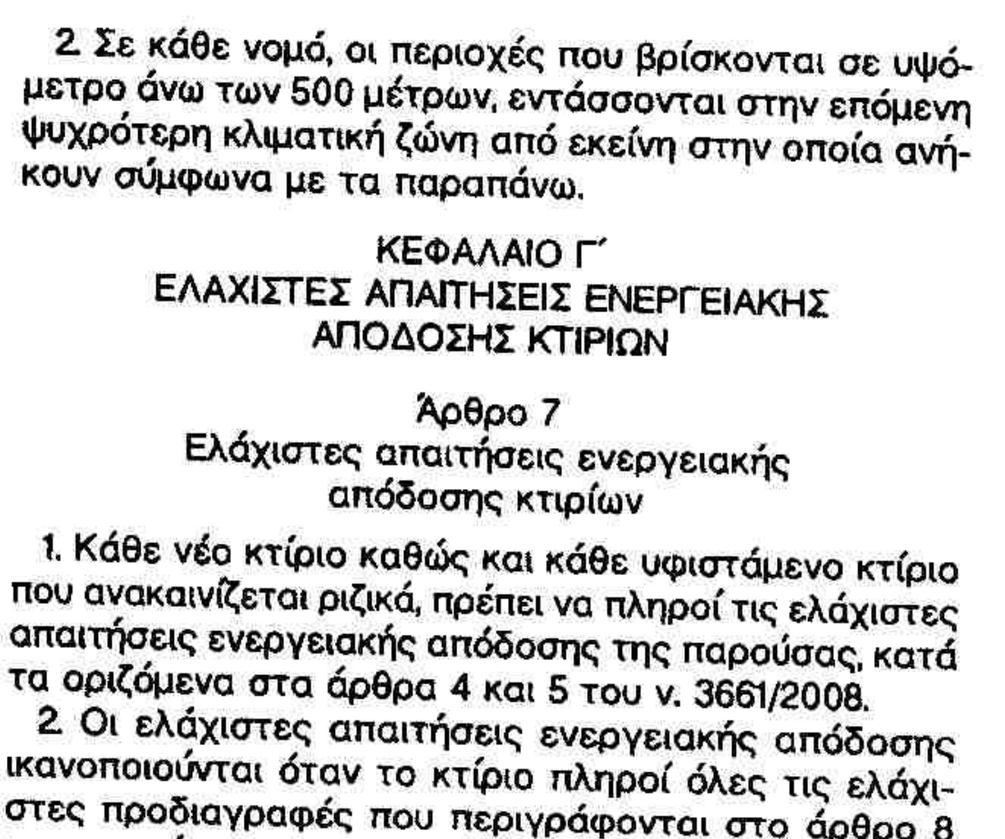
Άρθρο 6
Κλιματικές ζώνες

1. Για την εφαρμογή της παρούσας απόφασης, η ελληνική επικράτεια διαιρείται σε τέσσερις κλιματικές ζώνες με βάση τις βαθμοημέρες θέρμανσης. Στον Πίνακα Β.2 προσδιορίζονται οι νομοί που υπάγονται στις τέσσερις κλιματικές ζώνες (από τη θερμότερη στην ψυχρότερη) και ακολουθεί σχηματική απεικόνιση των παραπάνω ζωνών στο Χάρτη Β.1. Τα όρια των κλιματικών ζωνών δύνανται να καθοριστούν με μεγαλύτερη ανάλυση, σύμφωνα με σχετική ΤΟΤΕΕ κατά τα αναφερόμενα στην παράγραφο 5 του άρθρου 5 της παρούσας.

Πίνακας Β.2: Νομοί ελληνικής επικράτειας ανά κλιματική ζώνη

ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΖΩΝΗ	ΝΟΜΟΙ
ΖΩΝΗ Α	Ηρακλείου, Χανιών, Ρεθύμνου, Λασιθίου, Κυκλάδων, Δωδεκανήσου, Σάμου, Μεσσηνίας, Λακωνίας, Αργολίδας, Ζακύνθου, Κεφαλληνίας & Ιθάκης, Κύθηρα & νησιά Σαρωνικού (Αττικής), Αρκαδίας (πεδινή)
ΖΩΝΗ Β	Αττικής (εκτός Κυθήρων & νησιών Σαρωνικού), Κορινθίας, Ηλείας, Αχαΐας, Αιτωλοακαρνανίας, Φθιώτιδας, Φωκίδας, Βοιωτίας, Ευβοίας, Μαγνησίας, Λέσβου, Χίου, Κέρκυρας, Λευκάδας, Θεσπρωτίας, Πρέβεζας, Άρτας
ΖΩΝΗ Γ	Αρκαδίας (ορεινή), Ευρυτανίας, Ιωαννίνων, Λάρισας, Καρδίτσας, Τρικάλων, Πιερίας, Ημαθίας, Πέλλης, Θεσσαλονίκης, Κιλκίς, Χαλκιδικής, Σερρών (εκτός ΒΑ τμήματος), Καβάλας, Ξάνθης, Ροδόπης, Έβρου
ΖΩΝΗ Δ	Γρεβενά, Κοζάνη, Καστοριά, Φλώρινα, Σερρών (ΒΑ τμήμα), Δράμας

Χάρτης Β.1: Σχηματική Απεικόνιση κλιματικών ζωνών ελληνικής επικράτειας



2. Σε κάθε νομό, οι περιοχές που βρίσκονται σε υψόμετρο άνω των 500 μέτρων, εντάσσονται στην επόμενη ψυχρότερη κλιματική ζώνη από εκείνη στην οποία ανήκουν σύμφωνα με τα παραπάνω.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Γ΄
ΕΛΑΧΙΣΤΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΩΝ

Άρθρο 7
Ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης κτιρίων

1. Κάθε νέο κτίριο καθώς και κάθε υφιστάμενο κτίριο που ανακαινίζεται ριζικά, πρέπει να πληροί τις ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης της παρούσας, κατά τα οριζόμενα στα άρθρα 4 και 5 του ν. 3661/2008.

2. Οι ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης ικανοποιούνται όταν το κτίριο πληροί όλες τις ελάχιστες προδιαγραφές που περιγράφονται στο άρθρο 8 της παρούσας και

Α) είτε η συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του εξεταζόμενου κτιρίου είναι μικρότερη ή ίση από τη συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς, όπως αυτό περιγράφεται στο άρθρο 9 της παρούσας. Η κατανάλωση ενέργειας υπολογίζεται με τη μεθοδολογία του ανωτέρω κεφαλαίου Β΄,

Β) είτε το εξεταζόμενο κτίριο έχει τα ίδια τεχνικά χαρακτηριστικά με το κτίριο αναφοράς τόσο ως προς το κτιριακό κέλυφος όσο και ως προς τις ηλεκτρομηχανολογικές του εγκαταστάσεις στο σύνολό τους.

Σε κάθε περίπτωση απαιτείται ο υπολογισμός της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας με ενεργειακή μελέτη, σύμφωνα με το άρθρο 5 της παρούσας.

Άρθρο 8
Ελάχιστες προδιαγραφές κτιρίων

1. Σχεδιασμός κτιρίου

1.1 Στο σχεδιασμό του κτιρίου θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι κάτωθι παράμετροι:

α) Κατάλληλη χωροθέτηση και προσανατολισμός του κτιρίου για τη μέγιστη αξιοποίηση των τοπικών κλιματικών συνθηκών.

β) Διαμόρφωση περιβάλλοντα χώρου για τη βελτίωση του μικροκλίματος.

γ) Κατάλληλος σχεδιασμός και χωροθέτηση των ανοιγμάτων ανά προσανατολισμό ανάλογα με τις απαιτήσεις ηλιασμού, φυσικού φωτισμού και αερισμού.

δ) Χωροθέτηση των λειτουργιών ανάλογα με τη χρήση και τις απαιτήσεις άνεσης (θερμικές, φυσικού αερισμού και φωτισμού).

ε) Ενσωμάτωση τουλάχιστον ενός εκ των Παθητικών Ηλιακών Συστημάτων (ΠΗΣ), όπως: άμεσου ηλιακού κέρδους (νότια ανοίγματα), τοίχος μάζας, τοίχος Trombe, ηλιακός χώρος (θερμοκήπιο) κ.α.

στ) Ηλιοπροστασία.

ζ) Ένταξη τεχνικών φυσικού αερισμού.

η) Εξασφάλιση οπτικής άνεσης μέσω τεχνικών και συστημάτων φυσικού φωτισμού.

1.2 Αδυναμία εφαρμογής των ανωτέρω απαιτεί επαρκή τεχνική τεκμηρίωση σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία και τις επικρατούσες συνθήκες.

2. Κτιριακό κέλυφος

2.1 Θερμικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους:

α) Τα επιμέρους δομικά στοιχεία του εξεταζόμενου νέου ή ριζικά ανακαινιζόμενου κτιρίου, πρέπει να πληρούν τους περιορισμούς θερμομόνωσης του παρακάτω Πίνακα Γ.1:

Πίνακας Γ.1: Μέγιστος επιτρεπόμενος Συντελεστής Θερμοπερατότητας δομικών στοιχείων, κατά κλιματική ζώνη

ΔΟΜΙΚΟ ΣΤΟΙΧΕΙΟ	ΣΥΜΒΟΛΟ	Συντελεστής θερμοπερατότητας [W/(m².K)]			
		ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΖΩΝΗ			
		Α	Β	Γ	Δ
Εξωτερική οριζόντια ή κεκλιμένη επιφάνεια σε επαφή με τον εξωτερικό αέρα (οροφές)	U_o	0,50	0,45	0,40	0,35
Εξωτερικοί τοίχοι σε επαφή με τον εξωτερικό αέρα	U_w	0,60	0,50	0,45	0,40
Δάπεδα σε επαφή με τον εξωτερικό αέρα (pilotis)	U_{oL}	0,50	0,45	0,40	0,35
Δάπεδα σε επαφή με το έδαφος ή με κλειστούς μη θερμαινόμενους χώρους	U_g	1,20	0,90	0,75	0,70
Εξωτερικοί τοίχοι σε επαφή με μη θερμαινόμενους χώρους ή με το έδαφος	U_{WE}	1,50	1,00	0,80	0,70
Ανοίγματα (παράθυρα, πόρτες μπαλκονιών κα)	U_F	3,20	3,00	2,80	2,60
Γυάλινες προσόψεις κτιρίων μη ανοιγόμενες και μερικώς ανοιγόμενες	U_{GF}	2,20	2,00	1,80	1,80

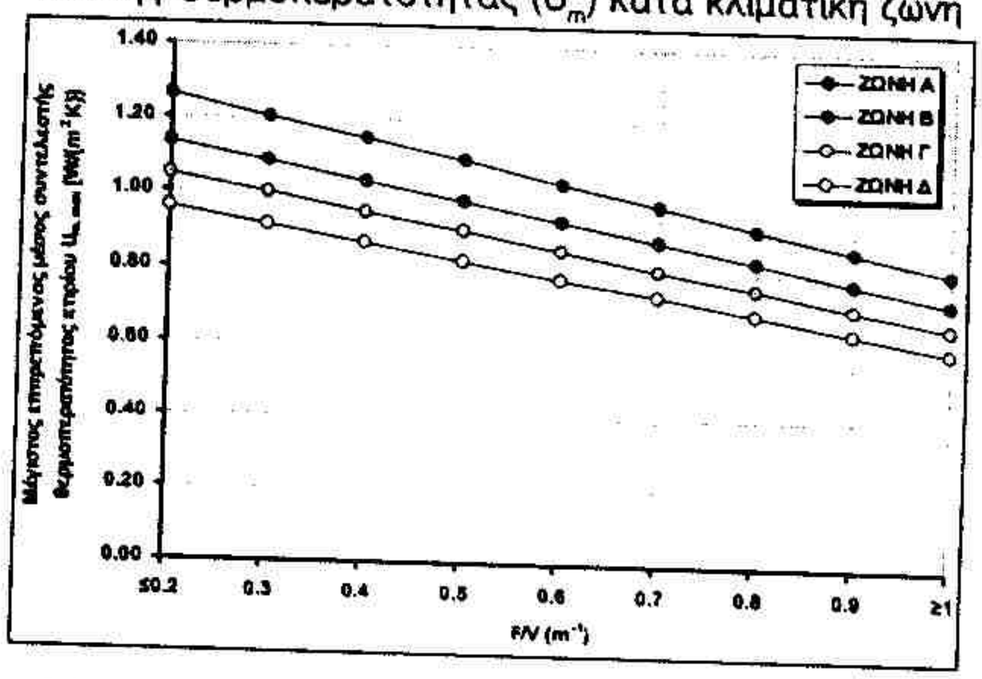
β) Για τα δομικά στοιχεία που αποτελούν παθητικά ηλιακά συστήματα δεν ισχύει ο περιορισμός του μέγιστου επιτρεπόμενου συντελεστή θερμοπερατότητας, με την εξαίρεση του συστήματος άμεσου ηλιακού κέρδους.

γ) Η τιμή του μέσου συντελεστή θερμοπερατότητας (U_m) του εξεταζόμενου νέου ή ριζικά ανακαινιζόμενου κτιρίου δεν υπερβαίνει τα όρια που δίδονται στον Πίνακα Γ.2 και στο Διάγραμμα Γ.1:

Πίνακας Γ.2: Μέγιστος επιτρεπόμενος μέσος Συντελεστής Θερμοπερατότητας (U_m) κατά κλιματική ζώνη

F/V (m^{-1})	Μέγιστος επιτρεπόμενος μέσος συντελεστής (U_m) σε W/(m^2 K)			
	Ζώνη Α	Ζώνη Β	Ζώνη Γ	Ζώνη Δ
≤ 0,2	1.26	1.14	1.05	0.96
0,3	1.20	1.09	1.00	0.92
0,4	1.15	1.03	0.95	0.87
0,5	1.09	0.98	0.90	0.83
0,6	1.03	0.93	0.86	0.78
0,7	0.98	0.88	0.81	0.73
0,8	0.92	0.83	0.76	0.69
0,9	0.86	0.78	0.71	0.64
≥ 1,0	0.81	0.73	0.66	0.60

Διάγραμμα Γ.1: Μέγιστος επιτρεπόμενος μέσος Συντελεστής Θερμοπερατότητας (U_m) κατά κλιματική ζώνη



2.2 Για τα νέα ή ριζικά ανακαινιζόμενα κτίρια που ενσωματώνουν στο κέλυφος παθητικά συστήματα, πέραν αυτών του άμεσου κέρδους (νότια ανοίγματα), τα συστήματα αυτά δεν λαμβάνονται υπόψη στους υπο-

λογισμούς του μέσου συντελεστή θερμοπερατότητας (U_m) ως έχουν, αλλά αντικαθίστανται με αντίστοιχα συμβατικά δομικά μη διαφανή στοιχεία με θερμικά χαρακτηριστικά, όπως ορίζονται στον Πίνακα Γ.1

2.3 Η διαδικασία υπολογισμού των συντελεστών θερμοπερατότητας των δομικών στοιχείων, των γραμμικών συντελεστών θερμοπερατότητας (θερμογέφυρες), καθώς και του μέγιστου επιτρεπόμενου μέσου συντελεστή θερμοπερατότητας (U_m) του κτιρίου καθορίζεται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

3. Ηλεκτρομηχανολογικές Εγκαταστάσεις

3.1 Οι επιμέρους Η/Μ εγκαταστάσεις του εξεταζόμενου νέου ή ριζικά ανακαινιζόμενου κτιρίου, πρέπει να πληρούν τους ακόλουθους περιορισμούς:

α) Κάθε κεντρική κλιματιστική μονάδα (ΚΚΜ) που εγκαθίσταται στο κτίριο με παροχή νωπού αέρα ≥ 60%, επιτυγχάνει ανάκτηση θερμότητας σε ποσοστό τουλάχιστον 50%.

β) Όλα τα δίκτυα διανομής (νερού ή αλλού μέσου) της κεντρικής θέρμανσης, ή της εγκατάστασης ψύξης, ή του συστήματος ΖΝΧ, διαθέτουν θερμομόνωση που καθορίζεται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ. Ιδιαίτερα οι εγκαταστάσεις δικτύων που διέρχονται από εξωτερικούς χώρους διαθέτουν κατ' ελάχιστον πάχος θερμομόνωσης 19mm για θέρμανση ή/και ψύξη χώρων και 13mm για ΖΝΧ, με αγωγιμότητα θερμομονωτικού υλικού λ=0,040 W/(m.K) (στους 20°C).

γ) Οι αεραγωγοί διανομής κλιματιζόμενου αέρα (προσαγωγής και ανακυκλοφορίας) που διέρχονται από εξωτερικούς χώρους των κτιρίων διαθέτουν θερμομόνωση με αγωγιμότητα θερμομονωτικού υλικού λ=0,040 W/(m.K) και πάχος θερμομόνωσης τουλάχιστον 40mm, ενώ για διέλευση σε εσωτερικούς χώρους το αντίστοιχο πάχος είναι 30mm.

δ) Τα δίκτυα διανομής θερμού και ψυχρού μέσου διαθέτουν σύστημα αντιστάθμισης για την αντιμετώπιση των μερικών φορτίων, ή άλλο ισοδύναμο σύστημα μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας υπό μερικό φορτίο.

ε) Σε περίπτωση μεγάλου κυκλώματος με επανακυκλοφορία του ΖΝΧ εφαρμόζεται κυκλοφορία με σταθερό Δp και κυκλοφορητή με ρύθμιση στροφών βάσει της ζήτησης σε ΖΝΧ.

στ) Σε όλα τα νέα ή ριζικά ανακαινιζόμενα κτίρια είναι υποχρεωτική η κάλυψη μέρους των αναγκών σε ζεστό νερό χρήσης από ηλιοθερμικά συστήματα. Το ελάχιστο ποσοστό του ηλιακού μεριδίου σε ετήσια βάση καθορίζεται σε 60%. Η υποχρέωση αυτή δεν ισχύει για τις εξαιρέσεις που αναφέρονται στο άρθρο 11 του ν. 3661/08, καθώς και όταν οι ανάγκες σε ΖΝΧ καλύπτονται από άλλα αποκεντρωμένα συστήματα παροχής ενέργειας που βασίζονται σε ΑΠΕ, ΣΗΘ, συστήματα τηλεθέρμανσης σε κλίμακα περιοχής ή οικοδομικού τετραγώνου, καθώς και αντλιών θερμότητας των οποίων ο εποχιακός βαθμός απόδοσης (SPF) είναι μεγαλύτερος από (1,15 X 1/η), όπου η είναι ο λόγος της συνολικής ακαθάριστης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς την κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την Κοινοτική Οδηγία 2009/28/ΕΚ. Μέχρι να καθορισθεί νομοθετικά η τιμή του η, ο SPF πρέπει να είναι μεγαλύτερος από 3,3.

ζ) Τα συστήματα γενικού φωτισμού στα κτίρια του τριτογενή τομέα έχουν μέγιστη ενεργειακή απόδοση 55 lumen/W. Για επιφάνεια μεγαλύτερη από 15m² ο τεχνητός φωτισμός ελέγχεται με χωριστούς διακόπτες. Στους χώρους με φυσικό φωτισμό εξασφαλίζεται η δυνατότητα σβέσης τουλάχιστον του 50% των λαμπτήρων που βρίσκονται εντός αυτών.

η) Όπου απαιτείται κατανομή δαπανών, επιβάλλεται αυτονομία θέρμανσης και ψύξης.

θ) Όπου απαιτείται κατανομή δαπανών για τη θέρμανση χώρων, καθώς επίσης και σε κεντρικά συστήματα παραγωγής ΖΝΧ, εφαρμόζεται θερμιδομέτρηση.

ι) Σε όλα τα κτίρια απαιτείται θερμοστατικός έλεγχος της θερμοκρασίας εσωτερικού χώρου ανά ελεγχόμενη θερμική ζώνη κτιρίου.

ια) Σε όλα τα κτίρια του τριτογενή τομέα απαιτείται η εγκατάσταση κατάλληλου εξοπλισμού αντιστάθμισης της άεργου ισχύος των ηλεκτρικών τους καταναλώσεων, για την αύξηση του συντελεστή ισχύος τους (συνφ) σε επίπεδο κατ' ελάχιστον 0,95.

3.2 Αδυναμία εφαρμογής των ανωτέρω απαιτεί επαρκή τεχνική τεκμηρίωση σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία.

Άρθρο 9
Τεχνικά χαρακτηριστικά του κτιρίου αναφοράς

1. Σχεδιασμός κτιρίου

Το κτίριο αναφοράς έχει τα ίδια γεωμετρικά χαρακτηριστικά, θέση, προσανατολισμό, χρήση και χαρακτηριστικά λειτουργίας με το εξεταζόμενο κτίριο, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του άρθρου 8 της παρούσας.

Τα ΠΗΣ που πιθανώς ενσωματώνονται στο εξεταζόμενο κτίριο, όπως προβλέπεται στο εδάφιο (ε) της παραγράφου 1.1 του άρθρου 8 της παρούσας, δεν λαμβάνονται υπόψη στους υπολογισμούς της ενεργειακής απόδοσης για το κτίριο αναφοράς, εκτός από το σύστημα άμεσου ηλιακού κέρδους. Στην περίπτωση αυτή, στο κτίριο αναφοράς τα ιδιαίτερα δομικά στοιχεία των ΠΗΣ αντικαθίστανται με αντίστοιχα συμβατικά δομικά μη διαφανή στοιχεία με θερμικά χαρακτηριστικά όπως ορίζονται στον Πίνακα Γ.1 του άρθρου 8 της παρούσας.

2. Κτιριακό κέλυφος

2.1 Θερμομόνωση και θερμικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους:

α) Το κτίριο αναφοράς διαθέτει θερμομονωμένα εξωτερικά δομικά στοιχεία, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του άρθρου 8 της παρούσας.

β) Το κτίριο αναφοράς περιλαμβάνει εξωτερικές επιφάνειες με συντελεστή απορροφητικότητας ηλιακής ακτινοβολίας 0,40 για τοιχοποιίες, 0,40 για δώματα και 0,60 για επικλινείς στέγες. Αντίστοιχα, ο συντελεστής εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας για τις εξωτερικές επιφάνειες του κτιρίου αναφοράς είναι 0,80.

γ) Τα ανοίγματα του κτιρίου αναφοράς διαθέτουν τα απαραίτητα σταθερά εξωτερικά σκίαστρα (πρόβολοι, περσίδες, πέργκολες, μπαλκόνια κ.α.), λόγω των οποίων ο μέσος συντελεστής σκίασής τους κατά τη θερινή περίοδο είναι τουλάχιστον 0,70 για τις νότιες όψεις και 0,75 για τις όψεις με δυτικό και ανατολικό προσανατολισμό. Για τη χειμερινή περίοδο ο μέσος συντελεστής σκίασης προκύπτει ανάλογα με τον τύπο σκιάστρου και όπως καθορίζεται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ. Τα εσωτερικά

σκίαστρα (κουρτίνες, περσίδες) των ανοιγμάτων και τα εξωτερικά παραθυρόφυλλα, τα οποία δε θεωρούνται σταθερά σκίαστρα, δε λαμβάνονται υπόψη. Η σκίαση του κτιρίου αναφοράς λόγω εξωτερικών εμποδίων (κτίρια, ανάγλυφο εδάφους κ.α.) λαμβάνεται ίδια με του εξεταζόμενου κτιρίου.

δ) Για το κτίριο αναφοράς ορίζεται ο συντελεστής διαπερατότητας των υαλοπινάκων στην ηλιακή ακτινοβολία g = 0,76.

ε) Ο μέσος συντελεστής σκίασης των αδιαφανών κάθετων επιφανειών του κτιρίου αναφοράς, τόσο κατά τη θερινή όσο και κατά τη χειμερινή περίοδο, ορίζεται σε 0,90.

στ) Ο αερισμός μέσω χαραμάδων για το κτίριο αναφοράς ορίζεται σε 5,5 m^3/h και ανά m^2 κουφώματος. Ο αερισμός μέσω τυποποιημένων θυρίδων αερισμού για το κτίριο αναφοράς, λαμβάνεται όπως και στο σχεδιαζόμενο κτίριο. Τυπικές τιμές ορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

ζ) Η θερμική μάζα του κτιρίου αναφοράς λαμβάνεται ίση με 250 kJ/(K.m^2) θερμαινόμενης επιφάνειας κτιρίου.

3. Ηλεκτρομηχανολογικές Εγκαταστάσεις

3.1 Εγκατάσταση κεντρικής θέρμανσης

α) Το κτίριο αναφοράς διαθέτει κεντρικό σύστημα θέρμανσης με λέβητα πετρελαίου σε λειτουργία υψηλής θερμοκρασίας. Εφόσον στην περιοχή οικοδόμησης του κτιρίου υπάρχει υποδομή για τηλεθέρμανση, τότε στο κτίριο αναφοράς θα λαμβάνονται υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εναλλάκτη θερμότητας τηλεθέρμανσης. Τα γενικά χαρακτηριστικά του συστήματος κεντρικής θέρμανσης για το κτίριο αναφοράς είναι τα εξής:

- Ο κεντρικός λέβητας είναι πιστοποιημένος με βαθμό ενεργειακής απόδοσης τριών αστέρων (***).
- Η διαστασιολόγηση της εγκατάστασης θέρμανσης καθορίζεται με σχετικές ΤΟΤΕΕ, ώστε να διασφαλίζεται η πλήρης κάλυψη των φορτίων, ακόμα και στις πιο δυσμενείς ημέρες του χειμώνα.

β) Το κτίριο αναφοράς διαθέτει θερμοστατικό έλεγχο της θερμοκρασίας εσωτερικού χώρου ανά ελεγχόμενη θερμική ζώνη του.

γ) Το κτίριο αναφοράς διαθέτει σύστημα αντιστάθμισης.

δ) Σε περίπτωση που το εξεταζόμενο κτίριο δε διαθέτει σύστημα θέρμανσης, τότε θεωρείται ότι θερμαίνεται όπως ακριβώς και το κτίριο αναφοράς.

ε) Σε περίπτωση που το εξεταζόμενο κτίριο κατοικίας θερμαίνεται με τη χρήση αντλιών θερμότητας, θεωρείται ότι και το κτίριο αναφοράς διαθέτει τοπικά συστήματα (αντλίες θερμότητας ενός ή πολλαπλών εσωτερικών στοιχείων), με συντελεστή συμπεριφοράς COP= 3,2

στ) Σε περίπτωση που το εξεταζόμενο κτίριο τριτογενή τομέα θερμαίνεται με τη χρήση αντλιών θερμότητας, θεωρείται ότι και το κτίριο αναφοράς διαθέτει τοπικά ή/και κεντρικά συστήματα θέρμανσης με συντελεστή συμπεριφοράς COP=3,2 για αερόψυκτα συστήματα και COP=4,3 για υδρόψυκτα.

3.2 Εγκατάσταση ψύξης/κλιματισμού:

α) Σε περίπτωση που το εξεταζόμενο κτίριο δε διαθέτει σύστημα ψύξης/κλιματισμού, τότε θεωρείται ότι κλιματίζεται όπως ακριβώς και το κτίριο αναφοράς.

β) Το κτίριο αναφοράς για τις κατοικίες διαθέτει τοπικά συστήματα (αντλίες θερμότητας ενός ή πολλαπλών εσωτερικών στοιχείων) που καλύπτουν τμήμα των εσωτερικών χώρων της κατοικίας. Τα πρότυπα χαρακτηριστικά του συστήματος ψύξης για το κτίριο αναφοράς είναι τα εξής:

- Τοπικά συστήματα ψύξης με βαθμό ενεργειακής απόδοσης EER = 3,0.
- Διαστασιολόγηση της εγκατάστασης ψύξης σύμφωνα με σχετικές ΤΟΤΕΕ.
- Η ενεργειακή κατανάλωση του συστήματος ψύξης για το κτίριο αναφοράς λαμβάνεται ίση με το 50% της κατανάλωσης που υπολογίζεται με βάση την καθαρή συνολική επιφάνεια της κατοικίας.

γ) Το κτίριο αναφοράς για τον τριτογενή τομέα διαθέτει τοπικά ή/και κεντρικά συστήματα ψύξης που καλύπτουν όλους του εσωτερικούς χώρους. Τα πρότυπα χαρακτηριστικά του συστήματος ψύξης για το κτίριο αναφοράς είναι τα εξής:

- Μονάδες παραγωγής ψύξης τοπικές ή κεντρικές (ψύκτες, αντλίες θερμότητας, τοπικά κλιματιστικά) με βαθμό ενεργειακής απόδοσης EER = 2,8 για τοπικές ή κεντρικές αερόψυκτες μονάδες και EER = 3,8 για υδρόψυκτες μονάδες.
- Διαστασιολόγηση της εγκατάστασης ψύξης σύμφωνα με σχετικές ΤΟΤΕΕ.

3.3 Τερματικές μονάδες κεντρικής θέρμανσης και κλιματισμού και δίκτυα διανομής θέρμανσης ψύξης του κτιρίου αναφοράς:

α) Ο τύπος των τερματικών μονάδων, καθώς και η διάταξη και το μήκος των σωληνώσεων διανομής θέρμανσης και ψύξης των χώρων λαμβάνονται όπως στο εξεταζόμενο κτίριο.

β) Για τις τερματικές μονάδες του κτιρίου αναφοράς (σώματα καλοριφέρ, μονάδες στοιχείου ανεμιστήρα - fancoils, κεντρικές κλιματιστικές μονάδες -ΚΚΜ) ισχύουν τα εξής:

- Για τις ΚΚΜ του κτιρίου αναφοράς του τριτογενή τομέα η ισχύς των ανεμιστήρων (προσαγωγής ή επιστροφής) λαμβάνεται ίση με 1,5 kW/(m^3/s). Σε ειδικές περιπτώσεις όπου απαιτείται διάταξη ειδικών φίλτρων, ή/και υπάρχει σύστημα ύγρανσης, ή/και σύστημα ανάκτησης θερμότητας, η ισχύς των ανεμιστήρων για το κτίριο αναφοράς λαμβάνεται ίση με 2,5 kW/(m^3/s).
- Όλες οι ΚΚΜ του κτιρίου αναφοράς του τριτογενή τομέα με παροχή νωπού αέρα ≥ 60%, διαθέτουν σύστημα ανάκτησης θερμότητας με εναλλάκτη θερμότητας και με συντελεστή ανάκτησης η_R= 0,5.
- Το σύστημα ύγρανσης αέρα του κτιρίου αναφοράς του τριτογενή τομέα είναι ίδιο με εκείνο του εξεταζόμενου κτιρίου, και μπορεί να είναι ενσωματωμένο στην ΚΚΜ ή όχι.
- Για τις μονάδες στοιχείου ανεμιστήρα (fancoils), η ισχύς του ανεμιστήρα για το κτίριο αναφοράς είναι ίδια με αυτή του εξεταζόμενου κτιρίου.
- Οι αεραγωγοί διανομής κλιματιζόμενου αέρα (προσαγωγής και ανακυκλοφορίας) του κτιρίου αναφοράς διαθέτουν θερμομόνωση σύμφωνα με τις απαιτήσεις του άρθρου 8 της παρούσας και της σχετικής ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

γ) Για τα δίκτυα διανομής θερμού ή ψυχρού μέσου (νερό κ.α.) ισχύουν τα ακόλουθα:

- Για το κτίριο αναφοράς του τριτογενή τομέα οι αντλίες των κυκλωμάτων διανομής είναι ρυθμιζόμενων στροφών με αντιστάθμιση φορτίου με σταθερή πτώση πίεσης (Δp) και υδραυλικά ανεξάρτητες. Η ισχύς των αντλιών στο κτίριο αναφοράς λαμβάνεται ίση με αυτή του εξεταζόμενου κτιρίου.

- Για το κτίριο αναφοράς, τα δίκτυα διανομής διαθέτουν θερμομόνωση σύμφωνα με τις απαιτήσεις του άρθρου 8 της παρούσας και της σχετικής ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

3.4 Σύστημα Εξαερισμού ή Μηχανικού Αερισμού Κτιρίου Αναφοράς

α) Για το κτίριο αναφοράς στις κατοικίες θεωρείται ότι εφαρμόζεται φυσικός αερισμός σύμφωνα με τις ελάχιστες απαιτήσεις όπως καθορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

β) Για το κτίριο αναφοράς του τριτογενή τομέα το σύστημα μηχανικού αερισμού έχει τα εξής χαρακτηριστικά:

- Προσαγωγή και απαγωγή νωπού αέρα σύμφωνα με σχετικές ΤΟΤΕΕ.

- Το σύστημα μηχανικού αερισμού διαθέτει εναλλάκτη ανάκτησης θερμότητας με συντελεστή ανάκτησης θερμότητας η_R= 0,5.

- Η ειδική απορρόφηση ισχύος των ανεμιστήρων εξαερισμού λαμβάνεται ίση με 1,0 kW/(m³/s).

3.5 Σύστημα Ζεστού Νερού Χρήσης (ΖΝΧ):

α) Το κτίριο αναφοράς καλύπτει τις ανάγκες για ΖΝΧ, μέσω του κεντρικού λέβητα θέρμανσης χώρων ή ξεχωριστού συστήματος λέβητα (πετρελαίου ή τηλεθέρμανσης), με παράλληλη χρήση ηλιακών συλλεκτών και ηλεκτρικής αντίστασης για εφεδρεία. Τα χαρακτηριστικά του συστήματος παραγωγής ΖΝΧ για το κτίριο αναφοράς είναι τα εξής:

- Το ποσοστό του ηλιακού μεριδίου σε ετήσια βάση είναι 15% επί των αναγκών για ΖΝΧ.

- Ο κεντρικός λέβητας παραγωγής ΖΝΧ είναι πιστοποιημένος με βαθμό ενεργειακής απόδοσης τριών αστέρων (***).

- Τα δίκτυα διανομής ΖΝΧ διαθέτουν θερμομόνωση σύμφωνα με τις απαιτήσεις του άρθρου 8 της παρούσας και της σχετικής ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

- Στο κτίριο αναφοράς επιτρέπεται η χρήση αποκεντρωμένων συστημάτων, μόνο σε εμπορικά καταστήματα ή παρόμοιες χρήσεις με περιορισμένη κατανάλωση ΖΝΧ. Στις περιπτώσεις αυτές η παραγωγή ΖΝΧ, μπορεί να γίνεται τοπικά με ταχυθερμοσίφωνα αερίου. Εάν το φυσικό αέριο δεν είναι διαθέσιμο, η παραγωγή ΖΝΧ, μπορεί να γίνεται με ηλεκτρικό θερμοσίφωνα, ή ταχυθερμοσίφωνα με συνολικό μήκος αγωγών έως 6m.

3.6 Σύστημα φωτισμού κτιρίου αναφοράς τριτογενή τομέα:

α) Η στάθμη και η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς γενικού φωτισμού λαμβάνονται όπως ορίζεται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ. Η ενεργειακή απόδοση των φωτιστικών είναι 55 lumen/W. Για επιφάνεια μεγαλύτερη από 15m² ο τεχνητός φωτισμός ελέγχεται με χωριστούς διακόπτες. Στους χώρους με φυσικό φωτισμό εξασφαλίζεται η δυνατότητα σβέσης τουλάχιστον του 50% των λαμπτήρων που βρίσκονται εντός αυτών.

β) Ο γενικός φωτισμός παρέχεται από λαμπτήρες φθορισμού, οι οποίοι διαθέτουν ηλεκτρονικό στραγγαλιστικό πηνίο με δείκτη ενεργειακής απόδοσης (ΕΕΙ) κατηγορίας Α3 σύμφωνα με κατάταξη της Επιτροπής της Ένωσης Ευρωπαίων Κατασκευαστών Φωτιστικών (CELMA) και την Ευρωπαϊκή Οδηγία 2000/55/ΕΕ.

γ) Εξαίρεση αποτελούν οι χώροι με ειδικές απαιτήσεις λειτουργικού φωτισμού, όπως αυτοί προσδιορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ, όπου ο φωτισμός του κτιρίου αναφοράς λαμβάνεται όπως στο εξεταζόμενο κτίριο.

3.7 Διατάξεις ελέγχου εγκαταστάσεων κτιρίου αναφοράς τριτογενή τομέα:

α) Το κτίριο αναφοράς ξενοδοχείου διαθέτει σύστημα ελέγχου ηλεκτροδότησης δωματίων μέσω ηλεκτρονικών καρτών, επιτυγχάνοντας 5% εξοικονόμηση επί της υπολογιζόμενης κατανάλωσης τελικής ενέργειας για θέρμανση, ψύξη και φωτισμό.

β) Το κτίριο αναφοράς τριτογενή τομέα, με επιφάνεια πάνω από 3.500m², διαθέτει σύστημα ενεργειακής διαχείρισης κτιρίου (BEMS), για τον κεντρικό έλεγχο της λειτουργίας των Η/Μ εγκαταστάσεων, επιτυγχάνοντας 10% εξοικονόμηση επί της υπολογιζόμενης τελικής κατανάλωσης ενέργειας για θέρμανση, ψύξη και φωτισμό.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Δ΄
ΜΕΛΕΤΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΟΥ

Άρθρο 10
Γενικά

1. Η Μελέτη Ενεργειακής Απόδοσης:

1.1 Τεκμηριώνει ότι το κτίριο ικανοποιεί τις ελάχιστες απαιτήσεις, όπως αυτές ορίζονται στο άρθρο 7 της παρούσας.

1.2 Περιλαμβάνεται στο φάκελο που υποβάλλεται στην αρμόδια Πολεοδομική Υπηρεσία για την έκδοση οικοδομικής άδειας σύμφωνα με το άρθρο 10 του ν. 3661/08.

1.3 Αποτελεί πρόσθετη μελέτη επιπλέον των μελετών αρχιτεκτονικής, διαμόρφωσης περιβάλλοντος χώρου, θέρμανσης, ψύξης, ΖΝΧ και φωτισμού.

1.4 Αντικαθιστά τη μελέτη θερμομόνωσης, σύμφωνα με το άρθρο 13 του ν. 3661/2008. Εφ' εξής οι υπολογισμοί για τη θερμομόνωση του κτιριακού κελύφους περιλαμβάνονται στη μελέτη ενεργειακής απόδοσης, όπως καθορίζεται στην παράγραφο 2 του άρθρου 8 της παρούσας και με σχετικές ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής τους με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

2. Για την εκπόνηση της μελέτης ενεργειακής απόδοσης κτιρίου υπολογίζονται, σύμφωνα με τη μεθοδολογία του κεφαλαίου Β΄ της παρούσας, οι καταναλώσεις πρωτογενούς ενέργειας ανά τελική χρήση: θέρμανση, ψύξη, κλιματισμό, ΖΝΧ, συμπεριλαμβανομένου του φωτισμού για κτίρια του τριτογενούς τομέα.

3. Για τα νέα ή ριζικά ανακαινιζόμενα κτίρια, πρέπει να εκπονείται και να υποβάλλεται στην αρμόδια Πολεοδομική Υπηρεσία μελέτη τεχνικής, περιβαλλοντικής και οικονομικής σκοπιμότητας, που συνοδεύει την ενεργειακή μελέτη της παρούσας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παράγραφο 2 του άρθρου 4 του ν. 3661/08.

Άρθρο 11
Περιεχόμενα μελέτης ενεργειακής απόδοσης κτιρίου

Το τεύχος της μελέτης ενεργειακής απόδοσης κτιρίου περιλαμβάνει τα εξής:

1. Γενικές Πληροφορίες

1.1 Γενικά στοιχεία κτιρίου: τοποθεσία, χρήση κτιρίου (κατοικία, γραφεία, κ.α.), πρόγραμμα λειτουργίας (ωράριο), αριθμός χρηστών (συνολικός και ανά βάρδια για κτίρια με 24ώρη λειτουργία).

1.2 Επιθυμητές συνθήκες εσωτερικού περιβάλλοντος (θερμοκρασία, υγρασία, αερισμός, φωτισμός). Αν υπάρχουν χώροι με διαφορετικές συνθήκες, όπως στα κτίρια νοσοκομείων, αναφέρονται αναλυτικά.

1.3 Δεδομένα και παραδοχές για τους παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου σύμφωνα με το άρθρο 5 της παρούσας.

1.4 Τα κλιματικά δεδομένα της περιοχής (θερμοκρασία, υγρασία, ηλιακή ακτινοβολία, διεύθυνση, ένταση και ταχύτητα ανέμου κ.α.), όπως ορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

1.5 Σύντομη περιγραφή και τεκμηρίωση του ενεργειακού σχεδιασμού του κτιρίου όσον αφορά στον αρχιτεκτονικό σχεδιασμό, τα θερμικά χαρακτηριστικά των δομικών στοιχείων του κτιριακού κελύφους και το σχεδιασμό των Η/Μ εγκαταστάσεων, καθώς και στα προτεινόμενα συστήματα Εξοικονόμησης Ενέργειας / Ορθολογικής Χρήσης Ενέργειας και ΑΠΕ.

1.6 Αναφορά του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου, καθώς και των παραδοχών που λαμβάνονται υπόψη για την εφαρμογή της μεθοδολογίας όπως:

α) οι θερμικές ζώνες, όπως καθορίζονται στο άρθρο 3 της παρούσας. Για τις ζώνες που καθορίζονται στους υπολογισμούς θα πρέπει να υπάρχει σχηματική και αναλυτική περιγραφή.

β) στην περίπτωση που για την εκπόνηση της μελέτης απαιτείται ο διαχωρισμός του κτιρίου σε ζώνες (λόγω διαφοροποίησης της χρήσης των χώρων του), όλα τα δεδομένα ή/και παραδοχές - εκτός των κλιματικών - πρέπει να αναφέρονται ανά ζώνη.

γ) οι θερμογέφυρες στα διάφορα στοιχεία του κτιριακού κελύφους.

2. Σχεδιασμός κτιρίου

2.1 Γεωμετρικά χαρακτηριστικά του κτιρίου και των ανοιγμάτων (κάτοψη, όγκος, επιφάνεια, προσανατολισμός, συντελεστές σκίασης κ.α.).

2.2 Τεκμηρίωση της χωροθέτησης και προσανατολισμού του κτιρίου για τη μέγιστη αξιοποίηση των τοπικών κλιματικών συνθηκών, με διαγράμματα ηλιασμού λαμβάνοντας υπόψη την περιβάλλουσα δόμηση.

2.3 Τεκμηρίωση της επιλογής και χωροθέτησης φύτευσης και άλλων στοιχείων βελτίωσης του μικροκλίματος.

2.4 Τεκμηρίωση του σχεδιασμού και χωροθέτησης των ανοιγμάτων ανά προσανατολισμό ανάλογα με τις απαιτήσεις ηλιασμού, φωτισμού και αερισμού (ποσοστό, τύπος και εμβαδόν διαφανών επιφανειών ανά προσανατολισμό).

2.5 Χωροθέτηση των λειτουργιών ανάλογα με τη χρήση και τις απαιτήσεις άνεσης (θερμικές, φυσικού αερισμού και φωτισμού).

2.6 Περιγραφή λειτουργίας των παθητικών συστημάτων για τη χειμερινή και θερινή περίοδο: υπολογισμός επιφάνειας παθητικών ηλιακών συστημάτων άμεσου και έμμεσου κέρδους (κάθετης / κεκλιμένης / οριζόντιας επιφάνειας), για τα συστήματα με μέγιστη απόκλιση έως 30° από το νότο, καθώς και του ποσοστού αυτής επί της αντίστοιχης συνολικής επιφάνειας της όψης.

2.7 Περιγραφή των συστημάτων ηλιοπροστασίας του κτιρίου ανά προσανατολισμό: διαστάσεις και υλικά κατασκευής, τύπος (σταθερά / κινητά, οριζόντια / κατακόρυφα, συμπαγή / διάτρητα) και ένδειξη του προκύπτοντος ποσοστού σκίασης για τις 21 Δεκεμβρίου και 21 Ιουνίου.

2.8 Γενική περιγραφή των τεχνικών εκμετάλλευσης του φυσικού φωτισμού.

2.9 Σχεδιαστική απεικόνιση με κατασκευαστικές λεπτομέρειες της θερμομονωτικής στρώσης, των παθητικών συστημάτων και των συστημάτων ηλιοπροστασίας στα αρχιτεκτονικά σχέδια του κτιρίου (κατόψεις, όψεις, τομές).

3. Κτιριακό Κέλυφος

3.1 Θερμικά χαρακτηριστικά του κτιριακού κελύφους και των ανοιγμάτων (θερμοπερατότητα, ανακλαστικότητα, διαπερατότητα και απορροφητικότητα στην ηλιακή ακτινοβολία, κ.α.).

3.2 Περιγραφή της θέσης, των θερμοφυσικών ιδιοτήτων και του τύπου της θερμομόνωσης, όπου αυτή προβλέπεται (οροφές, δάπεδα, τοιχοποιία).

3.3 Συντελεστής θερμοπερατότητας και εμβαδόν αδιαφανών στοιχείων του εξωτερικού κελύφους (τοιχοποιία, οροφή, δάπεδα, φέρων οργανισμός), έλεγχος αυτών βάσει των απαιτούμενων ορίων ανά προσανατολισμό.

3.4 Συντελεστής θερμοπερατότητας των εσωτερικών χωρισμάτων που διαχωρίζουν θερμαινόμενες και μη θερμαινόμενες ζώνες του κτιρίου.

3.5 Συντελεστής θερμοπερατότητας και εμβαδόν ανοιγμάτων και γυάλινων προσόψεων, έλεγχος αυτών βάσει των απαιτούμενων ορίων ανά προσανατολισμό.

4. Ηλεκτρομηχανολογικές Εγκαταστάσεις

4.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά της κεντρικής εγκατάστασης παραγωγής και διανομής θερμού νερού για τη θέρμανση των χώρων (απόδοση συστημάτων, είδος καυσίμου, χρόνος λειτουργίας, είδος και ισχύς τερματικών μονάδων, είδος και ισχύς βοηθητικών συστημάτων διανομής, απώλειες δικτύου κ.α.).

4.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων ψύξης-κλιματισμού χώρων (είδος και απόδοση συστημάτων, είδος καυσίμου, χρόνος λειτουργίας, είδος και ισχύς τερματικών μονάδων, είδος και ισχύς βοηθητικών συστημάτων διανομής, απώλειες δικτύου κ.α.).

4.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά των κεντρικών μονάδων διαχείρισης αέρα (ΚΚΜ) και συστήματος μηχανικού αερισμού (διατάξεις συστήματος, φίλτρα, ύγρανση, στοιχεία ψύξης/θέρμανσης, ισχύς ανεμιστήρων κ.α.).

4.4 Τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος παραγωγής και διανομής ΖΝΧ (τύπος, ισχύς, ημερήσια κατανάλωση νερού, επιθυμητή θερμοκρασία ΖΝΧ, απώλειες δικτύου, ποσοστό ηλιακών συλλεκτών κ.α.).

4.5 Τεχνικά χαρακτηριστικά ηλιακών συλλεκτών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης (τύπος, συντελεστές απόδοσης κ.α.). Η αδυναμία εγκατάστασης ηλιακών συλλεκτών πρέπει να τεκμηριώνεται.

4.6 Τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος τεχνητού φωτισμού για τα κτίρια του τριτογενή τομέα (ζώνες φυσικού φωτισμού, ώρες χρήσης φυσικού φωτισμού, αυτοματισμοί, διάταξη διακοπτών, είδος φωτιστικών, φωτιστική ικανότητα λαμπτήρων κ.α.). Αναφορά στα

συστήματα σύζευξης φυσικού και τεχνητού φωτισμού και άλλα συστήματα εξοικονόμησης ενέργειας.

4.7 Περιγραφή κεντρικού συστήματος παρακολούθησης και ενεργειακού ελέγχου (BEMS), των προβλεπόμενων αυτοματισμών και ελέγχων και το αναμενόμενο όφελος τους στη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας, εφόσον προβλέπεται η εγκατάσταση και χρήση τους.

4.8 Τεχνικά χαρακτηριστικά λοιπών συστημάτων, όπου προβλέπονται, και αντίστοιχη αποτύπωσή τους στα αρχιτεκτονικά και Η/Μ σχέδια, όπως: ΑΠΕ, (φωτοβολταϊκά, γεωθερμικές αντλίες θέρμανσης/ψύξης), ΣΗΘ (τύπος και ισχύς συστήματος, καύσιμο, ηλεκτρικά και θερμικά φορτία κάλυψης κ.α.), κεντρικά συστήματα θέρμανσης και ψύξης σε κλίμακα περιοχής ή οικοδομικού τετραγώνου (τηλεθέρμανση).

5. Αποτελέσματα υπολογισμών

Αναλυτικά αποτελέσματα των υπολογισμών με σαφή αναφορά των μονάδων μέτρησης των μεγεθών, όπως:

5.1 Θερμικές απώλειες κελύφους και αερισμού. Ηλιακά και εσωτερικά κέρδη κλιματιζόμενων χώρων.

5.2 Ετήσια τελική ενεργειακή κατανάλωση (kWh/m²), συνολική και ανά χρήση (θέρμανση, ψύξη, αερισμός, ΖΝΧ, φωτισμός), ανά θερμική ζώνη και ανά μορφή χρησιμοποιούμενης ενέργειας (ηλεκτρισμός, πετρέλαιο κ.α.).

5.3 Ετήσια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας (kWh/m²) ανά χρήση (θέρμανση, ψύξη, αερισμός, ΖΝΧ, φωτισμός) και αντίστοιχες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Άρθρο 12

Αμοιβή για τη μελέτη ενεργειακής απόδοσης κτιρίου

1. Η αμοιβή για την εκπόνηση της μελέτης ενεργειακής απόδοσης κτιρίου προσδιορίζεται σε σχέση με την επιφάνεια του εξεταζόμενου κτιρίου και των εν ισχύ προβλεπόμενων αμοιβών για κτιριακές μελέτες. Στον Πίνακα Δ.1, δίνεται το ύψος της αμοιβής για μελέτη ενεργειακής απόδοσης κτιρίου ως ποσοστό επί της συνολικής αμοιβής για την αρχιτεκτονική μελέτη και τις μελέτες Η/Μ εγκαταστάσεων.

Πίνακας Δ.1: Αμοιβές για μελέτη ενεργειακής απόδοσης κτιρίου

Επιφάνεια δαπέδου κτιρίου (Α)	Ποσοστό επί συνολικής αμοιβής αρχιτεκτονικής και Η/Μ μελέτης
Α ≤ 5000 τ.μ.	20%
Α > 5000 τ.μ.	18%

2. Δικαίωμα υπογραφής της μελέτης ενεργειακής απόδοσης κτιρίου έχουν οι νομιμοποιούμενοι, μέχρι την έναρξη ισχύος της παρούσας, να υπογράφουν τις αντίστοιχες μελέτες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Ε΄

ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ ΚΑΙ ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΤΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΩΝ

Άρθρο 13

Καθορισμός κατηγοριών ενεργειακής απόδοσης κτιρίων

1. Οι κατηγορίες για την ενεργειακή ταξινόμηση των κτιρίων δίνονται στον Πίνακα Ε.1. Ο δείκτης R_R λαμβάνεται ίσος με την υπολογιζόμενη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς. Ο λόγος Τ είναι το πηλίκο της υπολογιζόμενης κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας του εξεταζόμενου κτιρίου (ΕΡ) προς την υπολογιζόμενη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς και αποτελεί τη βάση για τον καθορισμό των κατηγοριών ενεργειακής απόδοσης.

Πίνακας Ε.1: Κατηγορίες ενεργειακής απόδοσης κτιρίων

Κατηγορία	Όρια κατηγορίας	Όρια κατηγορίας
Α+	$EP \leq 0,33R_R$	$T \leq 0,33$
Α	$0,33R_R < EP \leq 0,50R_R$	$0,33 < T \leq 0,50$
Β+	$0,50R_R < EP \leq 0,75R_R$	$0,50 < T \leq 0,75$
Β	$0,75R_R < EP \leq 1,00R_R$	$0,75 < T \leq 1,00$
Γ	$1,00R_R < EP \leq 1,41R_R$	$1,00 < T \leq 1,41$
Δ	$1,41R_R < EP \leq 1,82R_R$	$1,41 < T \leq 1,82$
Ε	$1,82R_R < EP \leq 2,27R_R$	$1,82 < T \leq 2,27$
Ζ	$2,27R_R < EP \leq 2,73R_R$	$2,27 < T \leq 2,73$
Η	$2,73R_R < EP$	$2,73 < T$

2. Η ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς αντιστοιχεί στο άνω όριο της κατηγορίας ενεργειακής απόδοσης Β. Κτίρια με χαμηλότερη ή υψηλότερη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κατατάσσονται στην αντίστοιχη ενεργειακή κατηγορία.

Άρθρο 14

Πιστοποιητικό Ενεργειακής Απόδοσης (ΠΕΑ) κτιρίων

1. Το ΠΕΑ απεικονίζει την ενεργειακή κατάταξη του κτιρίου.

2. Στο ΠΕΑ αναφέρονται, μεταξύ άλλων, τα γενικά στοιχεία του κτιρίου, η υπολογιζόμενη ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς και του εξεταζόμενου κτιρίου, η ετήσια κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή ενέργειας και τελική χρήση, η πραγματική ετήσια συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας, οι υπολογιζόμενες και πραγματικές ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και συστάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου.

3. Κάθε συμβολαιογράφος για την κατάρτιση πράξεως αγοραπωλησίας ακινήτου υποχρεούται να μνημονεύσει στο συμβόλαιο τον αριθμό πρωτοκόλλου του ΠΕΑ και να επισυνάψει σε αυτό επίσημο αντίγραφο του ΠΕΑ. Σε κάθε μίσθωση ακινήτου, ο αριθμός πρωτοκόλλου του ΠΕΑ πρέπει να αναγράφεται στο ιδιωτικό ή συμβολαιογραφικό μισθωτήριο έγγραφο. Η φορολογική αρχή δε θεωρεί μισθωτήρια έγγραφα εάν δεν προσκομίζεται ενώπιον της ισχύον ΠΕΑ.

4. Σε περίπτωση που το ΠΕΑ εκδίδεται στο πλαίσιο προγραμμάτων για τον οικιακό τομέα χρηματοδοτούμενων από εθνικούς ή/και κοινοτικούς πόρους, οι συστάσεις του Ενεργειακού Επιθεωρητή αναφέρονται, κατά προτεραιότητα, με βάση τις επιλέξιμες, κάθε φορά, επεμβάσεις.

5. Με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ, καθορίζονται η οριστική μορφή και περιεχόμενο του ΠΕΑ κτιρίου. Στο Παράρτημα 2,

δίνεται ενδεικτικό υπόδειγμα ΠΕΑ κτιρίου, καθώς και οδηγίες συμπλήρωσής του.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΣΤ΄
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΕΠΙΘΕΩΡΗΣΕΙΣ ΚΤΙΡΙΩΝ, ΛΕΒΗΤΩΝ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΚΛΙΜΑΤΙΣΜΟΥ

Άρθρο 15
Ενεργειακές επιθεωρήσεις κτιρίων

1. Γενικά:

1.1 Η ενεργειακή επιθεώρηση αποσκοπεί:

α) στην εκτίμηση της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου ανά τελική χρήση (θέρμανση, ψύξη, αερισμός, φωτισμός, ΖΝΧ) και συνολικά,

β) στην ενεργειακή κατάταξη του κτιρίου,

γ) στην έκδοση του ΠΕΑ,

δ) στη σύνταξη συστάσεων προς τον ιδιοκτήτη/χρήστη για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου του.

1.2 Η ενεργειακή επιθεώρηση διεξάγεται από Ενεργειακούς Επιθεωρητές, εγγεγραμμένους στο προβλεπόμενο από την παράγραφο 2 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Μητρώο Ενεργειακών Επιθεωρητών, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 6 του ν. 3661/2008.

2. Η διαδικασία Ενεργειακής Επιθεώρησης περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια:

2.1 Ανάθεση της ενεργειακής επιθεώρησης του κτιρίου στον Ενεργειακό Επιθεωρητή κατόπιν πρόσκλησης από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή του κτιρίου. Κατά την ανάθεση συμφωνούνται αμοιβαία οι υποχρεώσεις του Επιθεωρητή (όπως έκδοση ΠΕΑ, σύνταξη έκθεση επιθεώρησης κ.α.) και του ιδιοκτήτη/διαχειριστή (όπως παροχή γενικών πληροφοριών για τη χρήση και κατασκευή του κτιρίου, το ιδιοκτησιακό καθεστώς, παράδοση των αρχιτεκτονικών και Η/Μ σχεδίων του κτιρίου ως κατασκευασθέν), για τη διευκόλυνση της ενεργειακής επιθεώρησης. Δεν αποτελεί υποχρέωση του Ενεργειακού Επιθεωρητή η ακριβής αποτύπωση του προς επιθεώρηση κτιρίου. Στον επιθεωρητή παρέχεται η δυνατότητα επίσκεψης των εσωτερικών κοινόχρηστων και ιδιόκτητων προς επιθεώρηση χώρων.

2.2 Ηλεκτρονική Απόδοση Αριθμού Πρωτοκόλλου (Α.Π.) ενεργειακής επιθεώρησης από την Ειδική Υπηρεσία Επιθεωρητών Ενέργειας (ΕΥΕΠΕΝ), κατόπιν ηλεκτρονικής καταχώρησης των γενικών στοιχείων του κτιρίου στο προβλεπόμενο από την παράγραφο 3 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Αρχείο Επιθεωρήσεως Κτιρίων. Ο ίδιος αριθμός πρωτοκόλλου θα χρησιμοποιείται για την ηλεκτρονική καταχώρηση του ΠΕΑ και της τελικής έκθεσης ενεργειακής επιθεώρησης, στο προαναφερόμενο Αρχείο.

2.3 Επιτόπιος έλεγχος του Ενεργειακού Επιθεωρητή στο κτίριο και καταγραφή/επαλήθευση των στοιχείων που του έχουν παρασχεθεί από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή. Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση συμπληρώνεται το τυποποιημένο έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίου, της παραγράφου 3 του παρόντος άρθρου. Τα στοιχεία που καταγράφονται στο έντυπο ενεργειακής επιθεώρησης λαμβάνονται από τα αρχιτεκτονικά και Η/Μ σχέδια του κτιρίου, τη μελέτη θερμομόνωσης ή την ενεργειακή μελέτη, το αρχείο συντήρησης εγκαταστάσεων (εφόσον υπάρχει) και από πληροφορίες του ιδιοκτήτη/διαχειριστή.

2.4 Σε περίπτωση κτιρίων μεγάλης επιφάνειας με πολύπλοκες Η/Μ εγκαταστάσεις, πέρα από την απλή καταγραφή των στοιχείων του, δύναται να χρησιμοποιηθεί κατάλληλος εξοπλισμός για τη μέτρηση των διαφόρων παραμέτρων που συμβάλουν στην ακριβή αποτύπωση των κτιριακών εγκαταστάσεων και των συνθηκών λειτουργίας. Ο μετρητικός εξοπλισμός μπορεί να χρησιμοποιείται για τις μετρήσεις των γεωμετρικών χαρακτηριστικών του κτιρίου, των θερμικών χαρακτηριστικών του (θερμοπερατότητα, θερμοκρασία επιφανειών κ.α.), της κατανάλωσης ενέργειας των Η/Μ συστημάτων, την ένταση και την τάση ρεύματος, την απορροφούμενη ισχύ, τον συντελεστή ισχύος και την ποιότητα ηλεκτρικού ρεύματος (αρμονικές κ.α.), τα επίπεδα φωτισμού και την απορροφούμενη ισχύ από τα συστήματα φωτισμού και τις εσωτερικές συνθήκες των χώρων (θερμοκρασία, υγρασία, κυκλοφορία αέρα κ.α.).

2.5 Επεξεργασία των στοιχείων του κτιρίου με την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού της ενεργειακής απόδοσης κτιρίου, όπως αναφέρεται στο κεφάλαιο Β΄ της παρούσας. Από τους υπολογισμούς προκύπτει η ενεργειακή κατανάλωση του κτιρίου (για θέρμανση, ψύξη, αερισμό, φωτισμό και ΖΝΧ) και η αντίστοιχη ενεργειακή του κατάταξη.

2.6 Σύνταξη του ΠΕΑ Κτιρίου, όπως περιγράφεται στο άρθρο 14 της παρούσας.

2.7 Έκδοση του ΠΕΑ, ηλεκτρονική καταχώρησή του στο Αρχείο Επιθεώρησης Κτιρίων μαζί με το έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίου και παράδοσή του, σφραγισμένο και υπογεγραμμένο, στον ιδιοκτήτη/διαχειριστή, με μέριμνα του Ενεργειακού Επιθεωρητή.

2.8 Για τη σύνταξη των συστάσεων βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων, ο Ενεργειακός Επιθεωρητής δύναται να ανατρέχει σε κατάλογο προτεινόμενων συστάσεων, όπως καθορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

2.9 Ειδικά για τις περιπτώσεις νέων ή ριζικά ανακαινιζόμενων κτιρίων, εάν κατά τη διαδικασία της ενεργειακής επιθεώρησης για έκδοση ΠΕΑ, κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 1 του άρθρου 6 του ν. 3661/08, διαπιστωθεί ότι δεν ικανοποιούνται οι ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης και επομένως το κτίριο δεν κατατάσσεται τουλάχιστον στην ενεργειακή κατηγορία Β, τότε ο εκάστοτε ιδιοκτήτης/διαχειριστής του κτιρίου υποχρεούται να εφαρμόσει εντός προθεσμίας ενός (1) έτους από την έκδοση του ΠΕΑ, μέτρα βελτίωσης τα οποία εξασφαλίζουν την ένταξη του κτιρίου στην ενεργειακή κατηγορία Β σύμφωνα με τις συστάσεις του Ενεργειακού Επιθεωρητή που αναφέρονται στο ΠΕΑ. Ακολούθως, διενεργείται εκ νέου ενεργειακή επιθεώρηση και εκδίδεται νέο ΠΕΑ και σε περίπτωση μη ικανοποίησης των ελάχιστων απαιτήσεων ενεργειακής απόδοσης (κατάταξη τουλάχιστον στην ενεργειακή κατηγορία Β), εφαρμόζονται αναλόγως οι διατάξεις του άρθρου 382 του ΠΔ 580/Δ/1999 (ΦΕΚ Α΄ 210) «Κώδικας Βασικής Πολεοδομικής Νομοθεσίας».

2.10 Σε περίπτωση όπου το ΠΕΑ εκδίδεται μετά την υλοποίηση επεμβάσεων στο πλαίσιο προγραμμάτων για τον οικιακό τομέα χρηματοδοτούμενων από εθνικούς ή/και κοινοτικούς πόρους, ο Ενεργειακός Επιθεωρητής καταγράφει αναλυτικά και διακριτά τις υλοποιημένες επεμβάσεις που ικανοποιούν τις απαιτήσεις του παρό-

ντος Κανονισμού και του προγράμματος, τις αντίστοιχες τιμολογούμενες δαπάνες, καθώς και την εξοικονομούμενη από τις επεμβάσεις ενέργεια.

3. Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίου:

3.1 Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση κτιρίων συμπληρώνεται τυποποιημένο έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίου, στο οποίο καταγράφονται τα απαιτούμενα στοιχεία για τον υπολογισμό της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου και την έκδοση του ΠΕΑ. Το έντυπο διευκολύνει τον Ενεργειακό Επιθεωρητή στην ποιοτική και ποσοτική εκτίμηση των παραμέτρων που αφορούν στα δομικά στοιχεία και στις Η/Μ εγκαταστάσεις των κτιρίων και συμβάλει στη σύντομη διεξαγωγή της ενεργειακής επιθεώρησης.

3.2 Το Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίων περιλαμβάνει στοιχεία του κτιρίου που αφορούν στα: α) κτιριακό κέλυφος, β) σύστημα θέρμανσης, γ) σύστημα ψύξης, δ) σύστημα αερισμού, ε) σύστημα φωτισμού και στ) παραμέτρους εσωτερικών συνθηκών άνεσης.

3.3 Με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ καθορίζονται η οριστική μορφή και το περιεχόμενο του Εντύπου Ενεργειακής Επιθεώρησης Κτιρίων, καθώς και τα επιπρόσθετα στοιχεία που απαιτούνται για την ενεργειακή επιθεώρηση κτιρίων.

Άρθρο 16
Ενεργειακή Επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης

1. Γενικά

1.1 Η ενεργειακή επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης διενεργείται από Ενεργειακούς Επιθεωρητές, εγγεγραμμένους στο προβλεπόμενο από την παράγραφο 2 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Μητρώο Ενεργειακών Επιθεωρητών, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 7 του ν. 3661/2008. Συγκεκριμένα η επιθεώρηση στους λέβητες των κτιρίων που θερμαίνονται με συμβατικά καύσιμα διενεργείται όπως αναφέρεται στον ακόλουθο Πίνακα Στ.1:

Πίνακας Στ.1 Συχνότητα επιθεωρήσεων λεβήτων

Ωφέλιμη Ονομαστική Ισχύς λέβητα	Είδος καυσίμου	Συχνότητα επιθεωρήσεων
20 - 100 KW	Υγρό ή στερεό καύσιμο	Κάθε 5 έτη
> 100 KW	Υγρό ή στερεό καύσιμο	Κάθε 2 έτη
> 100 KW	Αέριο καύσιμο	Κάθε 4 έτη
> 20 KW και παλαιότεροι των 15 ετών	Ανεξαρτήτως καυσίμου	Μία συνολική επιθεώρηση της εγκατάστασης θέρμανσης

1.2 Η αρχική επιθεώρηση των λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης σκόπιμο είναι να προηγείται της αρχικής ενεργειακής επιθεώρησης κτιρίου ή τμήματος αυτού.

2. Η διαδικασία επιθεώρησης λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια:

2.1 Ανάθεση της ενεργειακής επιθεώρησης του λέβητα ή/και της εγκατάστασης θέρμανσης του κτιρίου στον Ενεργειακό Επιθεωρητή κατόπιν πρόσκλησης από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή. Κατά την ανάθεση συμφωνούνται αμοιβαία οι υποχρεώσεις του Επιθεωρητή (όπως συμπλήρωση εντύπου κ.α.) και του ιδιοκτήτη/διαχειριστή (όπως παροχή γενικών πληροφοριών για τη χρήση και κατασκευή του κτιρίου, το ιδιοκτησιακό καθεστώς, παράδοση των αρχιτεκτονικών και Η/Μ σχεδίων του κτιρίου ως κατασκευασθέν, του δελτίου εγκατάστασης κεντρικής θέρμανσης, του φύλλου συντήρησης και ρύθμισης των εγκαταστάσεων κεντρικής θέρμανσης κ.α.), για τη διευκόλυνση της ενεργειακής επιθεώρησης. Δεν αποτελεί υποχρέωση του Ενεργειακού Επιθεωρητή η ακριβής αποτύπωση του προς επιθεώρηση κτιρίου, καθώς και η συλλογή των παραπάνω στοιχείων σε περίπτωση που αυτά δεν υφίστανται ή είναι ελλιπή. Στον Ενεργειακό Επιθεωρητή παρέχεται η δυνατότητα επίσκεψης των εσωτερικών κοινόχρηστων και ιδιόκτητων προς επιθεώρηση χώρους.

2.2 Ηλεκτρονική Απόδοση Αριθμού Πρωτοκόλλου (Α.Π.) ενεργειακής επιθεώρησης από την Ειδική Υπηρεσία Επιθεωρητών Ενέργειας (ΕΥΕΠΕΝ), κατόπιν ηλεκτρονικής καταχώρησης των γενικών στοιχείων του κτιρίου σε ειδική μερίδα του προβλεπόμενου από την παράγραφο 3 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Αρχείου Επιθεωρήσεως Κτιρίων. Ο ίδιος αριθμός πρωτοκόλλου θα χρησιμοποιείται για την ηλεκτρονική καταχώρηση του Εντύπου Επιθεώρησης Λέβητα ή Επιθεώρησης Εγκατάστασης Θέρμανσης, στο προαναφερόμενο Αρχείο.

2.3 Επιτόπιος έλεγχος του Ενεργειακού Επιθεωρητή στις εγκαταστάσεις του κτιρίου και καταγραφή/επαλήθευση των στοιχείων που του είχαν παρασχεθεί από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή. Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση συμπληρώνεται το τυποποιημένο Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Λέβητα ή Εγκατάστασης Θέρμανσης αντίστοιχα, της παραγράφου 3 του παρόντος άρθρου. Τα στοιχεία που καταγράφονται στο έντυπο ενεργειακής επιθεώρησης λαμβάνονται από το δελτίο εγκατάστασης κεντρικής θέρμανσης και το φύλλο συντήρησης και ρύθμισης των εγκαταστάσεων κεντρικής θέρμανσης.

2.4 Επεξεργασία των στοιχείων και αξιολόγηση της ενεργειακής απόδοσης του λέβητα ή της εγκατάστασης θέρμανσης. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη οι μέσες τιμές για όμοιους λέβητες ή συστήματα θέρμανσης, όπως καθορίζονται σε εθνικά πρότυπα, τα οποία βασίζονται σε τυπολογίες λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης.

2.5 Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης καταχωρούνται στο Έντυπο Επιθεώρησης Λέβητα ή Εγκατάστασης Θέρμανσης. Στο ίδιο έντυπο, καταχωρούνται επίσης διαπιστώσεις και συστάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του λέβητα και της εγκατάστασης θέρμανσης. Οι συστάσεις βασίζονται στα αποτελέσματα της επιθεώρησης, λαμβάνοντας υπόψη και τη διαθεσιμότητα νέων τεχνολογιών.

2.6 Έκδοση του Εντύπου Επιθεώρησης Λέβητα ή Επιθεώρησης Εγκατάστασης Θέρμανσης, ηλεκτρονική καταχώρησή του σε ειδική μερίδα του Αρχείου Επιθεώρησης Κτιρίων και παράδοσή του, σφραγισμένο και υπογεγραμμένο, στον ιδιοκτήτη/διαχειριστή του κτιρίου, με μέριμνα του Ενεργειακού Επιθεωρητή.

2.7 Για τη σύνταξη των συστάσεων βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης των λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης, ο Ενεργειακός Επιθεωρητής δύναται να ανατρέχει σε κατάλογο προτεινόμενων συστάσεων,

όπως καθορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

3. Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Λέβητα ή Εγκατάστασης θέρμανσης:

3.1 Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης συμπληρώνονται αντίστοιχα το Έντυπο Επιθεώρησης Λέβητα και το Έντυπο Επιθεώρησης Εγκατάστασης Θέρμανσης. Τα έντυπα διευκολύνουν τον Ενεργειακό Επιθεωρητή στην ποιοτική και ποσοτική εκτίμηση των παραμέτρων των εγκαταστάσεων και συμβάλουν στη σύντομη διεξαγωγή της ενεργειακής επιθεώρησης.

3.2 Στα συγκεκριμένα έντυπα, εκτός από τα γενικά στοιχεία του κτιρίου, καταγράφονται: α) τα στοιχεία του υπεύθυνου της εγκατάστασης, β) η κατανάλωση καυσίμου, γ) η υφιστάμενη κατάσταση των λεβήτων και των καυστήρων, καθώς και τεχνικά χαρακτηριστικών των συστημάτων, δ) τα φορτία που καλύπτει κάθε λέβητας (θέρμανση χώρων, ΖΝΧ) και οι ώρες λειτουργίας, ε) οι ενδείξεις των μετρητών πίεσης, και θερμοκρασίας, στ) οι αυτοματισμοί ελέγχου, ζ) ο τρόπος υπολογισμού κατανομής δαπανών θέρμανσης, η) η κατάσταση του συστήματος διανομής θέρμανσης, θ) ο τύπος των τερματικών μονάδων και ι) οι προτάσεις και συστάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την αναβάθμιση του λέβητα ή της εγκατάστασης θέρμανσης.

3.3 Με σχετικές ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ καθορίζεται η οριστική μορφή και το περιεχόμενο του Εντύπου Επιθεώρησης Λέβητα και του Εντύπου Επιθεώρησης Εγκατάστασης Θέρμανσης, καθώς και τα επιπρόσθετα στοιχεία που απαιτούνται για τις αντίστοιχες ενεργειακές επιθεωρήσεις.

Άρθρο 17
Ενεργειακή Επιθεώρηση εγκαταστάσεων κλιματισμού

1. Γενικά

1.1 Η ενεργειακή επιθεώρηση εγκαταστάσεων κλιματισμού διενεργείται από Ενεργειακούς Επιθεωρητές, εγγεγραμμένους στο προβλεπόμενο από την παράγραφο 2 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Μητρώο Ενεργειακών Επιθεωρητών, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 8 του ν. 3661/2008. Συγκεκριμένα η επιθεώρηση στις εγκαταστάσεις κλιματισμού κτιρίων με συνολική ωφέλιμη θερμική / ψυκτική ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη των 12 kW διενεργείται τουλάχιστον κάθε πέντε έτη.

1.2 Η αρχική επιθεώρηση των εγκαταστάσεων κλιματισμού σκόπιμο είναι να προηγείται της αρχικής ενεργειακής επιθεώρησης του κτιρίου ή του τμήματος αυτού.

2. Η διαδικασία επιθεώρησης των εγκαταστάσεων κλιματισμού περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια:

2.1 Ανάθεση της ενεργειακής επιθεώρησης της εγκατάστασης κλιματισμού του κτιρίου στον Ενεργειακό Επιθεωρητή κατόπιν πρόσκλησης από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή. Κατά την ανάθεση συμφωνούνται αμοιβαία οι υποχρεώσεις του Επιθεωρητή (όπως συμπλήρωση εντύπου κ.α.) και του ιδιοκτήτη/διαχειριστή (όπως παροχή γενικών πληροφοριών για τη χρήση και κατασκευή του κτιρίου, το ιδιοκτησιακό καθεστώς, παράδοση των αρχιτεκτονικών και Η/Μ σχεδίων του κτιρίου ως κατασκευασθέν κ.α.), για τη διευκόλυνση της ενεργειακής επιθεώρησης. Δεν αποτελεί υποχρέωση του Ενεργειακού Επιθεωρητή η ακριβής αποτύπωση του προς επιθεώρηση κτιρίου, καθώς και η συλλογή των παραπάνω στοιχείων σε περίπτωση που αυτά δεν υφίστανται ή είναι ελλιπή. Στον Ενεργειακό Επιθεωρητή παρέχεται η δυνατότητα επίσκεψης των εσωτερικών κοινόχρηστων και ιδιόκτητων προς επιθεώρηση χώρων.

2.2 Ηλεκτρονική Απόδοση Αριθμού Πρωτοκόλλου (Α.Π.) ενεργειακής επιθεώρησης από την Ειδική Υπηρεσία Επιθεωρητών Ενέργειας (ΕΥΕΠΕΝ), κατόπιν ηλεκτρονικής καταχώρησης των γενικών στοιχείων του κτιρίου σε ειδική μερίδα του προβλεπόμενου από την παράγραφο 3 του άρθρου 9 του ν. 3661/08, Αρχείου Επιθεωρήσεως Κτιρίων. Ο ίδιος αριθμός πρωτοκόλλου θα χρησιμοποιείται για την ηλεκτρονική καταχώρηση του Εντύπου Επιθεώρησης Λέβητα ή Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού, στο προαναφερόμενο Αρχείο.

2.3 Επιτόπιος έλεγχος του Ενεργειακού Επιθεωρητή στις εγκαταστάσεις του κτιρίου και καταγραφή/επαλήθευση των στοιχείων που του έχουν παρασχεθεί από τον ιδιοκτήτη/διαχειριστή. Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση συμπληρώνεται το τυποποιημένο Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Κλιματισμού, της παραγράφου 3 του παρόντος άρθρου.

2.4 Επεξεργασία των στοιχείων και αξιολόγηση της ενεργειακής απόδοσης της εγκατάστασης κλιματισμού. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη οι μέσες τιμές για όμοια συστήματα εγκαταστάσεων κλιματισμού, όπως καθορίζονται σε εθνικά πρότυπα και τα οποία βασίζονται σε τυπολογίες εγκαταστάσεων κλιματισμού.

2.5 Το σύστημα αερισμού, εφόσον υπάρχει, επιθεωρείται με το σύστημα κλιματισμού. Για το λόγο αυτό, στη διαδικασία επιθεώρησης της εγκατάστασης κλιματισμού περιλαμβάνεται και η επιθεώρηση του συστήματος αερισμού και των κλιματιστικών μονάδων που υπάρχουν στο κτίριο ή τμήμα αυτού.

2.6 Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης καταχωρούνται στο Έντυπο Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού. Στο ίδιο έντυπο, καταχωρούνται επίσης διαπιστώσεις και συστάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την αναβάθμιση της εγκατάστασης κλιματισμού. Οι συστάσεις βασίζονται στα αποτελέσματα της επιθεώρησης λαμβάνοντας υπόψη και τη διαθεσιμότητα νέων τεχνολογιών.

2.7 Έκδοση του Εντύπου Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού, ηλεκτρονική καταχώρησή του σε ειδική μερίδα του Αρχείου Επιθεώρησης Κτιρίων και παράδοσή του, σφραγισμένο και υπογεγραμμένο, στον ιδιοκτήτη/διαχειριστή του κτιρίου, με μέριμνα του Ενεργειακού Επιθεωρητή.

2.8 Για τη σύνταξη των συστάσεων βελτίωσης των εγκαταστάσεων κλιματισμού ο Ενεργειακός Επιθεωρητής δύναται να ανατρέχει στον κατάλογο προτεινόμενων οδηγιών, όπως καθορίζονται με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ.

3. Έντυπο Ενεργειακής Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού:

3.1 Κατά την ενεργειακή επιθεώρηση εγκαταστάσεων κλιματισμού συμπληρώνεται το Έντυπο Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού. Το έντυπο διευκολύνει τον Ενεργειακό Επιθεωρητή στην ποιοτική και ποσοτική εκτίμηση των παραμέτρων των εγκαταστάσεων και συμβάλει στη σύντομη διεξαγωγή της ενεργειακής επιθεώρησης.

3.2 Στο συγκεκριμένο έντυπο, εκτός από τα γενικά στοιχεία του κτιρίου, καταγράφονται: α) τα στοιχεία του υπεύθυνου της εγκατάστασης, β) η κατανάλωση ηλεκτρισμού (ή άλλης μορφής ενέργειας), γ) η υφιστάμενη κατάσταση των συστημάτων παραγωγής ψύξης ή/και θέρμανσης, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, δ) τα φορτία που καλύπτει κάθε μονάδα παραγωγής ψύξης και τις ώρες λειτουργίας, ε) οι ενδείξεις των μετρητών πίεσης και θερμοκρασίας, στ) οι αυτοματισμοί ελέγχου της λειτουργίας των συστημάτων κλιματισμού, ζ) ο τρόπος υπολογισμού κατανομής ψύξης, η) η κατάσταση του συστήματος διανομής ψύξης, θ) ο τύπος των τερματικών μονάδων, ι) οι λοιπές μονάδες αερισμού και εξαερισμού των χώρων, και κ) οι προτάσεις και συστάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την αναβάθμιση της εγκατάστασης κλιματισμού.

3.3 Με σχετική ΤΟΤΕΕ κατόπιν έγκρισής της με απόφαση του Υπουργού ΠΕΚΑ, καθορίζεται η οριστική μορφή και το περιεχόμενο του Εντύπου Επιθεώρησης Εγκατάστασης Κλιματισμού, καθώς και τα επιπρόσθετα στοιχεία που απαιτούνται για τις αντίστοιχες ενεργειακές επιθεωρήσεις.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ Ζ΄
ΤΕΛΙΚΕΣ ΔΙΑΤΑΞΕΙΣ

Άρθρο 18
Καταργούμενες διατάξεις

Από την έναρξη ισχύος της παρούσας καταργούνται σύμφωνα με την παράγραφο 1 του άρθρου 13 του ν.3661/08:

1. Οι διατάξεις του Προεδρικού Διατάγματος της 1.6/4.7.1979 (ΦΕΚ Δ΄ 362) «Περί εγκρίσεως κανονισμού δια την θερμομόνωσιν των κτιρίων».

2. Η Κοινή Υπουργική απόφαση 21475/4707/30-7-1998 (ΦΕΚ Β΄ 880) «Περιορισμός των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα με τον καθορισμό μέτρων και όρων για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων».

Άρθρο 19
Παραρτήματα

Ενσωματώνονται και αποτελούν αναπόσπαστο μέρος της παρούσας απόφασης τα Παραρτήματα 1 και 2 που ακολουθούν:

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1: Υπολογιστικά Πρότυπα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2: Ενδεικτικό Πιστοποιητικό Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίου.

Άρθρο 20
Έναρξη ισχύος

1. Η ισχύς της παρούσας απόφασης αρχίζει τρεις (3) μήνες από τη δημοσίευσή της στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, εκτός αν άλλως ορίζεται σε επί μέρους διατάξεις της παρούσας.

2. Από τη δημοσίευση της παρούσας στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως και εντός διαστήματος τριών (3) μηνών, εκδίδονται με αποφάσεις του Υπουργού ΠΕΚΑ οι ΤΟΤΕΕ που αναφέρονται στην παρούσα.

3. Από την έναρξη ισχύος της παρούσας και εντός διαστήματος τεσσάρων (4) ετών επιβάλλεται η αρχική επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων θέρμανσης και εγκαταστάσεων κλιματισμού.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 30 Μαρτίου 2010

ΟΙ ΥΠΟΥΡΓΟΙ

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ
ΓΕΩΡΓ. ΠΑΠΑΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΥ

ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ
ΚΩΝΣΤΑΝ. ΜΠΙΡΜΠΙΛΗ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1

Μεθοδολογία Υπολογισμών

Υπολογισμός ενεργειακής <u>ζήτησης</u> κτιρίου για θέρμανση και ψύξη (μηνιαία μέθοδος)		
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 13790 Ε2 (2009)	Ενεργειακή επίδοση κτιρίων - Υπολογισμός των απαιτήσεων ενέργειας για τη θέρμανση και την ψύξη χώρων	Υπολογισμός της ενεργειακής ζήτησης του κτιριακού κελύφους με τη μέθοδο ημισταθερής κατάστασης μηνιαίου βήματος.
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 13789 Ε2 (2009)	Θερμική επίδοση κτιρίων - Συντελεστές μεταφοράς θερμότητας σχετικά με μετάδοση και αερισμό - Μέθοδος υπολογισμού	
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 6946 Ε2 (2009)	Κτιριακά μέρη και στοιχεία - θερμική αντίσταση και θερμοπερατότητα - Μέθοδος υπολογισμού	
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 13370 Ε2 (2009)	Θεμικές επιδόσεις κτιρίων - Μετάδοση θερμότητας μέσω του εδάφους - Μέθοδοι υπολογισμού	
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 14683 (2009)	Θερμογέφυρες σε κτιριακές κατασκευές - Γραμμική θερμική μετάδοση - Απλοποιημένες μέθοδοι και τιμές προεπιλογής	Υπολογισμός των απωλειών θερμότητας κτιρίου προς το περιβάλλον, μέσω των διαφανών και αδιαφανών δομικών στοιχείων, καθώς και μέσω του αερισμού του κτιρίου (διείσδυση αέρα, φυσικός ή μηχανικός αερισμός)
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 10211 (2009)	Θερμογέφυρες στις κτιριακές κατασκευές - Ροές θερμότητας και επιφανειακές θερμοκρασίες - Λεπτομερείς υπολογισμοί	
ΕΝ ISO 10077-1 (2006)	Θερμική επίδοση παραθύρων, θυρών και εξώφυλλων - Υπολογισμός θερμικής μετάδοσης - Μέρος 1 : Απλοποιημένη μέθοδος	
ΕΛΟΤ ΕΝ 13947 (2007)	Θερμική επίδοση τοιχοπετασμάτων - Υπολογισμός της θερμικής μετάδοσης	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15241 (2008)	Αερισμός κτιρίων - Μέθοδοι υπολογισμού ενεργειακών απωλειών σε εμπορικής χρήσης κτίρια λόγω αερισμού και διήθησης	
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 15927.01 (2004)	Υγροθερμικές επιδόσεις κτιρίων - Υπολογισμός και παρουσίαση κλιματικών δεδομένων - Μέρος 1: Μέσες μηνιαίες και ετήσιες τιμές μετεωρολογικών στοιχείων	Παραδοχές και υπολογισμοί για κλιματικά δεδομένα
ΕΛΟΤ ΕΝ 15193 (2008)	Ενεργειακή επίδοση κτιρίων - Ενεργειακές απαιτήσεις για φωτισμό	Υπολογισμός εσωτερικών κερδών από φωτισμό

Υπολογισμός ενεργειακής κατανάλωσης κτιρίου για θέρμανση και ψύξη – Μελέτη Ενεργειακής Απόδοσης (μηνιαία μέθοδος)		
ΕΛΟΤ ΕΝ ISO 13790 Ε2 (2009)	Ενεργειακή επίδοση κτιρίων - Υπολογισμός των απαιτήσεων ενέργειας για τη θέρμανση και την ψύξη χώρων	Υπολογισμός της κατανάλωσης ενέργειας του κτιρίου για θέρμανση και ψύξη βάσει της ενεργειακής ζήτησης του κτιριακού κελύφους και των αποδόσεων των συστημάτων θέρμανσης και ψύξης
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.01 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 1: Γενικά	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.02.01 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού απαιτήσεων συστημάτων ενέργειας και απόδοση συστημάτων - Μέρος 2-1: Συστήματα εκπομπών θέρμανσης χώρου	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.02.03 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 2-3: Συστήματα διανομής για τη θέρμανση χώρων	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.01 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 4-1: Συστήματα παραγωγής θέρμανσης χώρων. Συστήματα καύσης (Λέβητες)	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.02 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των απαιτήσεων συστημάτων ενέργειας και απόδοση συστημάτων - Μέρος 4-2: Συστήματα παραγωγής θέρμανσης χώρου, συστήματα αντλιών για θερμότητα	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.03 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού απαιτήσεων συστημάτων ενέργειας και απόδοση συστημάτων - Μέρος 4-3: Συστήματα παραγωγής θερμότητας, θερμικά ηλιακά	Υπολογισμός της απόδοσης του συστήματος θέρμανσης.
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.04 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 4-4: Συστήματα παραγωγής θέρμανσης χώρων. Συστήματα συμπαραγωγής, ενσωματωμένα στο κτίριο	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.05 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 4-5: Συστήματα παραγωγής θέρμανσης χώρων. Απόδοση και ποιότητα συστημάτων τηλεθέρμανσης και συστημάτων μεγάλου όγκου	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.06 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 4-6: Συστήματα παραγωγής θέρμανσης χώρων. Φωτοβολταϊκά συστήματα	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.04.07 (2010)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού απαιτήσεων συστημάτων ενέργειας και απόδοση συστημάτων - Μέρος 4-7: Συστήματα παραγωγής θερμότητας χώρων, συστήματα καύσης βιομάζας	

ΕΛΟΤ ΕΝ 15243 (2008)	Αερισμός κτιρίων - Υπολογισμός θερμοκρασίας χώρου και του φορτίου και της ενέργειας κτιρίων εξοπλισμένων με σύστημα κλιματισμού	Υπολογισμός απόδοσης συστήματος ψύξης

Υπολογισμός ενεργειακής κατανάλωσης κτιρίου για Ζεστό Νερό Χρήσης (ΖΝΧ) και Φωτισμό		
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.03.01 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 3-1: Συστήματα ζεστού νερού χρήσης. Χαρακτηρισμός αναγκών (απαιτήσεις άντλησης)	Υπολογισμός κατανάλωσης ενέργειας για ΖΝΧ
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.03.02 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 3-2: Συστήματα ζεστού νερού χρήσης, διανομή	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15316.03.03 (2008)	Συστήματα θέρμανσης σε κτίρια - Μέθοδος υπολογισμού των ενεργειακών απαιτήσεων και της απόδοσης των συστημάτων - Μέρος 3-3: Συστήματα ζεστού νερού χρήσης, παραγωγή	
ΕΛΟΤ ΕΝ 15193 (2008)	Ενεργειακή επίδοση κτιρίων - Ενεργειακές απαιτήσεις για φωτισμό	Υπολογισμός κατανάλωσης ενέργειας για φωτισμό στα κτίρια

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2

Ενδεικτικό Πιστοποιητικό Ενεργειακής Απόδοσης

Αρ. Πρωτ.: .....

ΧΡΗΣΗ:

Κτίριο ☐ **Τμήμα κτιρίου** ☐

Αριθμός ιδιοκτησίας (για τμήμα κτιρίου)

.....

Κλιματική Ζώνη:

Διεύθυνση:.....

.....**Τ.Κ.**.....

Πόλη: .....

Έτος κατασκευής:.....

Συνολική επιφάνεια (m^2): ..... **Όνομα ιδιοκτήτη:** .....

(Φωτογραφία κτιρίου)

ΒΑΘΜΟΛΟΓΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ (ως ποσοστό κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς)	ΥΠΟΛΟΓΙΖΟΜΕΝΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΩΤΟΓΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [kWh/(m^2*έτος)]
ΜΗΔΕΝΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ	
A+ ≤ 0,33•RR	
0,33•RR < **A** ≤ 0,5•RR	
[illegible]	
[illegible]	
1,0•RR < Γ ≤ 1,41•RR	
1,41•RR < **Δ** ≤ 1,82•RR	
1,82 •RR < **E** ≤ 2,27 •RR	
2,27 •RR < **Z** ≤ 2,73 •RR	
2,73 •RR ≤ **H**	
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΜΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟ	
ΥΠΟΛΟΓΙΖΟΜΕΝΗ ΕΤΗΣΙΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΩΤΟΓΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΤΙΡΙΟΥ ΑΝΑΦΟΡΑΣ [kWh/(m^2*έτος)]:	**B**

ΥΠΟΛΟΓΙΖΟΜΕΝΗ ΕΤΗΣΙΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΩΤΟΓΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας [kWh/(m^2*έτος)]: .....

ΥΠΟΛΟΓΙΖΟΜΕΝΕΣ ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας [$kgCO_2$/(m^2*έτος)]: .....

ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗ ΕΤΗΣΙΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας [kWh/(m^2*έτος)]: .....

ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗ ΕΤΗΣΙΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΩΤΟΓΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας [kWh/(m^2*έτος)]: με βάση την αξιολόγηση της λειτουργίας .....

ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΕΣ ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας [$kgCO_2$/(m^2*έτος)]: .....

ΠΡΟΣΧΕΔΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Αρ. Πρωτ.: .....

ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΧΡΗΣΗ με βάση τους υπολογισμούς

Πηγή ενέργειας		Τελική χρήση	Συνεισφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο του κτιρίου (%)
Ηλεκτρική		Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ Αερισμός ☐	
		Φωτισμός ☐ Συσκευές ☐ ΖΝΧ ☐	
Ορυκτά καύσιμα	Πετρέλαιο	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ ΖΝΧ ☐	
	Φυσικό αέριο	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ ΖΝΧ ☐	
	Άλλο (προσδιορίστε)	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ ΖΝΧ ☐	
ΑΠΕ	Ηλιακή	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ Φωτισμός ☐ Συσκευές ☐ ΖΝΧ ☐	
	Βιομάζα	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ ΖΝΧ ☐	
	Γεωθερμία	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ ΖΝΧ ☐	
	Άλλο (προσδιορίστε)	Θέρμανση ☐ Ψύξη ☐ Φωτισμός ☐ Συσκευές ☐ ΖΝΧ ☐	
	Σύνολο		

ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΩΤΟΓΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [kWh/(m²*έτος)] ανά χρήση με βάση τους υπολογισμούς:

Θέρμανση

Ψύξη

Αερισμός

Φωτισμός

Συσκευές

Ζεστό Νερό Χρήσης (ΖΝΧ)

ΣΥΣΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

1. .....
2. .....
3. .....

Αριθμός σύστασης	Αρχικό εκτιμούμενο κόστος επένδυσης (€)	Εκτιμούμενη ετήσια εξοικονόμηση ενέργειας*		Εκτιμούμενη ετήσια μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα [kg/(m²*έτος)]	Εκτιμούμενη περίοδος αποπληρωμής (έτη)
		(kWh/m²*έτος)	(%)		
1					
2					
3					

* Η εξοικονόμηση ενέργειας αφορά την κάθε επί μέρους σύσταση και τα ποσά δεν αθροίζονται. Ομοίως για την ετήσια μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και την περίοδο αποπληρωμής.

Ημερομηνία έκδοσης Πιστοποιητικού: .....
Ονοματεπώνυμο Επιθεωρητή: .....
Α.Μ. Επιθεωρητή: .....
Υπογραφή: **Σφραγίδα:**

ΟΔΗΓΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΜΠΛΗΡΩΣΗ ΤΟΥ ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΤΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΤΙΡΙΟΥ

Αρ. Πρωτ.: αναγράφεται ο αριθμός πρωτοκόλλου της επιθεώρησης.

ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΤΙΡΙΟΥ

Φωτογραφία κτιρίου: τοποθετείται πρόσφατη φωτογραφία (του τελευταίου έτους) του εξωτερικού του κτιρίου. Εάν πρόκειται για τμήμα κτιρίου να υπάρχει αντίστοιχη ένδειξη (π.χ. βέλος).

Χρήση: αναγράφεται η χρήση του κτιρίου / τμήματος κτιρίου.

Κτίριο ή Τμήμα Κτιρίου: επιλέγεται με [X] εάν πρόκειται για ολόκληρο κτίριο ή για τμήμα αυτού (π.χ. διαμέρισμα /γραφείο /ιατρείο). Τμήμα κτιρίου θεωρείται η κάθε μία ξεχωριστή ιδιοκτησία εντός του ιδίου κτιρίου.

Αριθμός ιδιοκτησίας (για τμήμα κτιρίου): προκύπτει από τον πίνακα ποσοστών συνιδιοκτησίας και κατανομής δαπανών του κτιρίου.

Κλιματική Ζώνη: αναγράφεται η κλιματική ζώνη στην οποία βρίσκεται το κτίριο.

Έτος κατασκευής: αναγράφεται το έτος ολοκλήρωσης της κατασκευής.

Συνολική επιφάνεια (m^2): αναγράφεται η επιφάνεια που δηλώνεται στο φύλλο οικοδομικής άδειας για το σύνολο του κτιρίου ή η επιφάνεια που δηλώνεται στον πίνακα ποσοστών συνιδιοκτησίας και κατανομής δαπανών, όταν πρόκειται για τμήμα κτιρίου.

Όνομα ιδιοκτήτη: αναγράφεται το/ τα όνομα/ τα του σημερινού ιδιοκτήτη.

ΒΑΘΜΟΛΟΓΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Υπολογιζόμενη ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κτιρίου αναφοράς [kWh/(m2*έτος)]: αναγράφεται η τιμή της συνολικής υπολογιζόμενης κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου αναφοράς. Περιλαμβάνει την κατανάλωση για θέρμανση, ψύξη/κλιματισμό, ΖΝΧ και - για τα κτίρια του τριτογενή τομέα – φωτισμό.

Υπολογιζόμενη ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας [kWh/(m^2*έτος)]: αναγράφεται η τιμή της συνολικής υπολογιζόμενης κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου. Περιλαμβάνει την κατανάλωση για θέρμανση, ψύξη/κλιματισμό, ΖΝΧ και - για τα κτίρια του τριτογενή τομέα – φωτισμό. Η κατανάλωση αυτή αναγράφεται στο βέλος στη δεξιά στήλη κατάταξης και στο αντίστοιχο κελί παρακάτω. Στο επισυναπτόμενο σχέδιο πιστοποιητικού η τοποθέτηση του βέλους είναι ενδεικτική.

Η παραπάνω τιμές της συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας καθορίζουν την ενεργειακή κατηγορία του κτιρίου.

Υπολογιζόμενες ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [kg/(m²*έτος)]: αναγράφεται η τιμή των συνολικών ετήσιων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου, βάσει της υπολογιζόμενης συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειάς του.

Πραγματική ετήσια συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας [kWh/(m²*έτος)]: αναγράφεται η τιμή της πραγματικής ετήσιας συνολικής ζήτησης ενέργειας τελικής χρήσης ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου. Η τιμή αυτή συμπληρώνεται προαιρετικά, εάν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία.

Πραγματική ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας [kWh/(m²*έτος)]: αναγράφεται η τιμή της πραγματικής ετήσιας συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου. Η τιμή αυτή συμπληρώνεται προαιρετικά, εάν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία.

Πραγματικές ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [kg/(m²*έτος)]: αναγράφεται η τιμή των πραγματικών ετήσιων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου, βάσει της πραγματικής συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειάς του.

ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΤΕΛΙΚΗ ΧΡΗΣΗ

Πηγή Ενέργειας / Τελική Χρήση / Συνεισφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο του κτιρίου (%): προσδιορίζεται η πηγή ενέργειας (ηλεκτρική, ορυκτά καύσιμα, ΑΠΕ), ανά τελική χρήση, καθώς και η συνεισφορά της (%) στο ενεργειακό ισοζύγιο του κτιρίου / τμήματος κτιρίου. Τέλος, επιλέγεται με [Χ] η τελική χρήση που αντιστοιχεί σε κάθε πηγή ενέργειας.

Ετήσια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας ανά χρήση [kWh/(m²*έτος)]: αναγράφονται οι τιμές της ετήσιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας ανά m^2 θερμαινόμενης επιφάνειας του κτιρίου / τμήματος κτιρίου για θέρμανση, ψύξη, ΖΝΧ, αερισμό και - για τα κτίρια του τριτογενή τομέα - φωτισμό.

ΣΥΣΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Δίνεται σύντομη περιγραφή των προτεινόμενων μέτρων / επεμβάσεων για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του κτιρίου / τμήματος κτιρίου, οι οποίες ιεραρχούνται και σε σχέση με το κόστος / όφελος που συνεπάγονται.

Για κάθε σύσταση αναγράφεται στον πίνακα το αντίστοιχο αρχικό εκτιμούμενο κόστος της επέμβασης, η εκτιμούμενη ετήσια εξοικονόμηση ενέργειας και η εκτιμούμενη ετήσια μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, όπως προκύπτουν βάσει της υπολογιστικής μεθόδου, καθώς και η εκτιμούμενη περίοδος αποπληρωμής.