

מדינת ישראל
משרד התשתיות הלאומיות
אגף מחקר ופיתוח

בחינת התכנות הקמת חוות רווח בים

דו"ח מסכם למחקר

ד"ר אלי בן-דב - אגף תכנון, פיתוח וטכנולוגיה, חברת החשמל לישראל בע"מ
ד"ר ניתאי דרימר - המכון הישראלי לחקר הנדסה ימית בע"מ
מר דוד כהן - מוסד שמואל נאמן למחקר מתקדם במדע וטכנולוגיה
ד"ר אילן סתר - תחום מו"פ והנדסה, השרות המטאורולוגי
פרופ' אביב רוזן - הפקולטה להנדסת אוירונטיקה וחלל, הטכניון

מוסד שמואל נאמן
למחקר מתקדם במדע וטכנולוגיה

מדינת ישראל
משרד התשתיות הלאומיות
אגף מחקר ופיתוח

בחינת התכנות הקמת חוות רוז בים

דו"ח מסכם למחקר

ד"ר אלי בן-דב - אגף תכנון, פיתוח וטכנולוגיה, חברת החשמל לישראל בע"מ
ד"ר ניתאי דרימר - המכון הישראלי לחקר הנדסה ימית בע"מ
מר דוד כהן - מוסד שמואל נאמן למחקר מתקדם במדע וטכנולוגיה
ד"ר אילן סתר - תחום מו"פ והנדסה, השרות המטאורולוגי
פרופ' אביב רוזן - הפקולטה להנדסת אוירונטיקה וחלל, הטכניון

מוסד שמואל נאמן
למחקר מתקדם במדע וטכנולוגיה

המחקר ממומן ע"י משרד התשתיות הלאומיות על-פי חוזה מס' 20-11-021 / 2000-5-45

תוכן עניינים

עמוד	נושא
	תקציר בעברית תקציר באנגלית רשימת סימנים ומונחים עיקריים
1-4	1. מבוא
5-13	2. תכניות לאומיות לניצול אתרים ימיים
5-9	2.1 התכנית הדנית
9-10	2.2 התכנית הבריטית
10-11	2.3 התכנית השוודית
11	2.4 התכנית ההולנדית
11	2.5 התכנית הגרמנית
11-13	2.6 סקרים כלליים
14-31	3. משאבי אנרגית הרוח באתרים ימיים-ההיבט המטאורולוגי
14	3.1 מבוא
14-31	3.2 שיטות להערכת משאבי אנרגיה באתרים ימיים-סקר ספרות ותאור המצב העדכני
32-35	4. היבטים הנדסיים הקשורים בטורבינות הרוח, הקמתן ואחזקתן באתרים ימיים
36-63	5. היסודות לטורבינות באתרים ימיים
64-69	6. היבטים חשמליים וחיבור לרשת היבשתית באתרים ימיים
64	6.1 מבוא
64-66	6.2 סוג הגנרטור
67	6.3 מערכת החשמל בתוך החווה
68	6.4 חיבור החווה לחוף
68-69	6.5 ציוד החשמל
70	7. היבטים סביבתיים בחוות רוח בים
71	8. היבטים מנהלתיים בהקמת חוות רוח בים
72-73	9. סקר הספרות והתווית הדרך למחקר התכנות ראשונית
74-106	10. נתונים מטאורולוגיים לחישוב הביצועים (יכולת הפקת חשמל) של טורבינות בסמוך לחופי ישראל
74	10.1 כללי
74-93	10.2 ארז
94-101	10.3 חדרה
102-106	10.4 פילוגים לאורך היממה בשני האתרים

107-125	11. טורבינת הרוח באתר והפקת האנרגיה
107	11.1 כללי
107-111	11.2 הטורבינה Vestas V80
111-117	11.3 הפקת אנרגיה באתר ארז ואתר חדרה
118-121	11.4 הטורבינה Nordex 90
122-125	11.5 הטורבינה Nordic 1000/54
126-130	12. אפשרויות והערכת עלות למבנה נושא באזורנו
126	12.1 מבנה החוף
126-128	12.2 גובה גל קיצוני ותחום שבירת גלים
128-130	12.3 סוגי מבנים והערכת עלותם
131-139	13. עלות וכדאיות הקמת חוות רוח ביס מול תופי ישראל
140	14. מסקנות והמלצות
141	15. תודות
142-155	מקורות
156-162	מקורות נוספים
163-183	נספחים
163-167	נספח א'
168-173	נספח ב'
174-180	נספח ג'
181-183	נספח ד'

בחינת התכנות הקמת חוות רוז בים

דו"ח מדעי מסכם למחקר

ד"ר אלי בן-דב - אגף תכנון, פיתוח וטכנולוגיה, חברת החשמל לישראל בע"מ

ד"ר ניתאי דרימר - המכון הישראלי לחקר הנדסה ימית בע"מ

מר דוד כהן - מוסד שמואל נאמן למחקר מתקדם במדע וטכנולוגיה

ד"ר אילן סתר - תחום מו"פ והנדסה, השרות המטאורולוגי

פרופ' אביב רוזן - הפקולטה להנדסת אוירונטיקה וחלל, הטכניון-מכון טכנולוגי לישראל

כסלו תשס"ג - נובמבר 2002

תקציר

מטרת המחקר הינה בדיקת ההתכנות של הקמת חוות רוז בים מול חופי מדינת ישראל. כיום ניתן להבחין באירופה ובמקומות אחרים בעולם במגמה של בניית חוות טורבינות בים. מגמה זאת נובעת מצד אחד מחסרון בשטחים להקמת חוות רוז ביבשה ומצד שני מהעובדה שבמקומות רבים עוצמת הרוח באתרים ימיים גבוהה בצורה משמעותית מעוצמת הרוח באתרים יבשתיים באותו האזור.

החלק הראשון של המחקר כולל סקר ספרות נרחב של הנושא. סקר זה עוסק בתכניות לאומיות לניצול אתרים ימיים, ההיבט המטאורולוגי במשאבי הרוח באתרים ימיים, היבטים הנדסיים הקשורים בטורבינות רוז המוקמות בחוות רוז ימיות ובניית היסודות לטורבינות באתרים ימיים. הבעיה האחרונה היא קשה במיוחד ותורמת לכך שחוות רוז ימיות יקרות בצורה משמעותית לעומת חוות רוז ביבשה. צדדים נוספים שזוכים לתשומת לב בסקר הספרות הינם ההיבטים החשמליים באתרים ימיים (כולל החיבור לרשת היבשתית), היבטים סביבתיים (מראה, רעש, פגיעה בבעלי-חיים וכו') והיבטים מינהלתיים. סקר הספרות מבהיר את הבעיות הכרוכות בהקמת אתרים ימיים, האלמנטים הקובעים את כדאיות ההקמה, ומדגיש את הנקודות הדורשות תשומת לב בעת בדיקת ההתכנות.

החלק השני של המחקר כולל סקר התכנות ראשוני של הקמת חוות רוז ליד חופי ישראל. במסגרת סקר זה בוצעה הערכה של פוטנציאל הרוח בשני אתרים ימיים מול חופי ישראל. אתרים אלה כוללים אתר מול חוף ארז בדורום ואתר מול חדרה. ההערכות מתבססות על מדידות שבוצעו לאחרונה על מגדל גבוה בחוף ארז וכן מדידות בתחנת הכח בחדרה. ההערכה מצביעה על כך שפוטנציאל עוצמת הרוח באתרים ימיים ליד חופי ישראל אינו גבוה. כדי לבדוק את כדאיות הקמת האתרים נבחרו טורבינות מודרניות המתאימות להצבה באתרים ימיים, ובוצעה הערכה של מחיר הקמת חווה ימית בנקודות שצוינו. בוצעה גם הערכה של ההכנסה הכספית כתוצאה מהפקת האנרגיה. בהשוואה בין מחיר הקמת הטורבינות להכנסה כתוצאה מהפקת אנרגיה, מסתבר כי אין כרגע כדאיות בהקמת חוות טורבינות רוז באתרים ימיים ליד חופי ישראל.

טבלת יעדים

יעד מקורי	יעדים שהושגו
הצגת סקר ספרות על המצב בעולם	הדו"ח כולל סקר ספרות מפורט
הצגת תוצאות בדיקה ראשונית בקשר לכדאיות בישראל	במקרה זה הושגו יעדים מעבר למקוריים. היעד המקורי הסתמך על הערכה כללית של פוטנציאל רוח בים, בהתבסס על מדידות ישנות. בדו"ח שלהלן נעשה שימוש במידע עדכני שהושג עבור ארז וכן במידע עבור חדרה. על סמך מידע זה בוצעה בדיקת הכדאיות והיא מפורטת בדו"ח.

כפי שצוין בהצעת המחקר, המשך המחקר תלוי במסקנה חיובית לגבי בדיקת הכדאיות הראשונית. מאחר והבדיקה הצביעה על חוסר כדאיות בשלב הנוכחי, אין המלצה להמשך המחקר.

Investigation of the Feasibility of Offshore Wind Farms (In Israel)

Final Report

Dr. Eli Ben-Dov - Design, Development and Technology, Div, Israel Utility Co. Ltd.

Dr. Nitai Drimer - Coastal and Marine Engineering Research Institute Ltd.

Mr. David Cohen - S. Neeman Research Institute.

Dr. Ilan Seter - R&D and Engineering Div., Israel Meteorological Service.

Prof. Aviv Rosen - Faculty of Aerospace Engineering, Technion-Israel Institute of Technology.

November 2002

Abstract

The purpose of the present research is an investigation of the feasibility of building an offshore wind farm in Israel.

The first part of the report presents a detailed literature survey. This survey includes: national programs for offshore wind energy exploitation, meteorological aspects of wind resources in offshore sites, engineering aspects related to offshore wind farms, the issue of foundations for turbines in offshore sites. Other aspects that are addressed in the survey are: Electrical aspects (including the connection to the grid onshore), environmental aspects (noise, view, wildlife, etc.), legal aspects, etc.

The second part of the report includes an initial feasibility study. It presents an estimate of the wind energy potential in two offshore sites. These sites include one in the south, near Erez, and another one near Hadera. The estimations are based on recent measurements that include a high measurements tower near Erez and measurements near the power-station in Hadera.

The estimation concludes that the wind energy potential at these offshore sites is not high. In order to check the worthwhile of putting turbines in these sites, modern wind turbines, that are suitable for offshore applications, are chosen. An economic investigation is carried out, including the price of foundations and connection to the shore. It turns out that it is not recommended to build offshore wind farms in Israel at present.

רשימת סימנים ומונחים עיקריים בדו"ח

A,a,B - קבועים בנוסחאות

AC - מסמל זרם (מתח) חילופין

DC - מסמל זרם (מתח) ישר

f - פרמטר קוריוליס

g - תאוצת הכובד

H_z - תדירות של מחזור בשנייה (הרץ)

Hmax - גובה גל התכן העיקרי

h - גובה שכבת הגבול הפנימית

k - קבוע פון-קרמן

L - האורך של מונין-אובחוב

P - הספק הטורבינה

R - רדיוס הטורבינה

U - מהירות הרוח

U_g - מהירות הרוח הגיאופיסית

U_{sea} - מהירות הרוח מעל הים

U_{land} - מהירות הרוח מעל ליבשה

$U(z)$ - מהירות הרוח בגובה z

u_* - מהירות החיכוך

W, kW, MW - יחידות הספק (וט, קילווט, מגוט)

w - המהירות האנכית

X - פרמטר המרחק

x - מרחק ה-Fetch

z - גובה מעל פני הים או מעל הקרקע

z_0 - אורך החספוס על פני השטח

θ - הטמפרטורה של האוויר או כיוון הרוח

$\Delta\Theta_s$ - הפרשה הטמפרטורה בין הים ליבשה

τ - מאמץ הגזירה של הרוח על פני השטח

ρ - צפיפות האוויר

Ψ - תיקון היציבות האטמוספרית למהירות הרוח

O & M - הפעלה ואחזקה (Operation & Maintenance)

סל"ד - סיבובים לדקה

1. מבוא

את מאמרו של Heronemus (1972) ניתן לראות כצעד הראשון והצגת החזון של ניצול אנרגיית הרוח באתרים ימיים. המתבר, עוד לפני משבר האנרגיה של שנות השבעים, הציע ניצול בהיקף גדול של אנרגיית הרוח בשטחי ים. למעשה הוא התייחס לניצול הרוחות ששמשו את ספינות המפרש (Westerliners), וכשינוי שאף לרתום אותן ליצירת אנרגיה נקיה. המאמר ארוך ומפורט ועוסק בנושאים כמו: מבנה הטורבינות, בסיסים צפים, חישובים כלכליים, יצירת מימן כאמצעי לאגירת אנרגיה ועוד.

עבודתו של Heronemus היוותה ללא ספק גורם ממריץ לבדיקת האפשרות לניצול אנרגיית הרוח באתרים ימיים מול החופים בצפון מזרח ארה"ב. Widger & Derrickson (1976) השוו בין הכדאיות בניצול אנרגיית הרוח באתרים הרריים בניו-אינגלנד, לבין ניצולה באתרים ימיים באזור. הם הצביעו על היתרונות והחסרונות בשני סוגי האתרים. מחקר אחר שפורסם באותה שנה, Kirschbaum et al. (1976), בדק בצורה ראשונית כדאיות הפקת האנרגיה באתרים ימיים מול חופי ניו ג'רזי בארה"ב, בהם היה קיים מידע לגבי מהירות הרוח. המסקנה מהבדיקה הראשונית היתה שכדאי לגשת לבדיקה יסודית יותר.

בעוד העבודות שהוזכרו התרכזו באזור הצפון-מזרחי של ארה"ב, עבודות מאוחרות יותר Kilar et al. (1979 a,b, 1981) בדקו את הפוטנציאל באתרים ימיים בכל ארה"ב, כולל הוואי ואלסקה, והגיעו למסקנה כי הפוטנציאל מבטיח מבחינה כלכלית. כמו כן נבחנו ראשונית סוגי יסודות שונים שכללו כאלה המוצבים על קרקע הים, וכן יסודות צפים (שלושת המאמרים הינם שני מאמרי כנס משנת 1979, ופרסום שלהם בירחון בשנת 1981).

המחקרים שפורסמו בארה"ב תרמו בודאי לעניין שהתפתח גם באירופה בכל הקשור לניצול משאבי הרוח באתרים ימיים. בריטניה הינה המדינה האירופאית בעלת הפוטנציאל הגדול ביותר של אתרים ימיים המתאימים להקמת חוות טורבינות רוח. לכן אין הפתעה בכך שכבר בשנת 1978 הופיעו שלושה מאמרים שעסקו בניצול פוטנציאל זה. Booth (1978) ו-Musgrove (1978) הצביעו על הפוטנציאל הגבוה הקיים בעומקים נמוכים יחסית ליד חופי בריטניה, היכולים לספק 10-20% מצריכת החשמל. הם אף הציגו נתונים בזכות הכדאיות של פרויקט כזה. Taylor (1978) הצביע גם הוא על הפוטנציאל המשמעותי ואף ציין כי העתיד בניצול אנרגיית הרוח בבריטניה הינו בים. יחד עם זאת ציין כי יש צורך בעבודה רבה כדי לקבוע את הצורה האופטימלית לניצול אנרגיה זאת. שנה מאוחר יותר פרסם Musgrove (1979) מאמר נוסף שבו ציין כי מבחינת כדאיות כלכלית יש להשתמש בטורבינות גדולות (עד 100 מ' קוטר). הוא פרש תכנית להקמת 25 חוות רוח, שכל אחת כוללת 100 טורבינות בקוטר 100 מטר. כל חווה כזאת תדרוש שטח של 10 קמ"ר והן תוקמנה במים שעומקם לא יעלה על 20 מטר. לפי הערכתו חוות אלה תספקנה 25% מהצריכה החשמלית של בריטניה באותו הזמן.

המחקר של הפוטנציאל בבריטניה נמשך עם השנים. Milborrow et al. (1982) הציגו מחקר מפורט על הפוטנציאל, כאשר הם בודקים את כל השטחים האפשריים במרחק העולה על 5 ק"מ מחופי בריטניה, תוך הוצאת שטחים בעייתיים מבחינה טכנית או כאלה המיועדים לשימושים אחרים. השטחים שנשארו חולקו לשני סוגים: ניתנים לניצול (probable) ואפשריים לניצול (possible). פוטנציאל האנרגיה בשטחים הניתנים לניצול היה כצריכת האנרגיה החשמלית בבריטניה באותו זמן. Taylor (1984) פרסם מאמר שהתרכז בתקלות ותיקון במבנים ימיים, נקודה שכבר בראשית שנות השמונים זוהתה כאחת הנקודות הקריטיות בהפקת אנרגית רוח מאתרים ימיים.

גם מחקרים מאוחרים יותר Dixon & Swift (1986) הצביעו על הפוטנציאל הניכר של אנרגיה באתרים ימיים סביב חופי בריטניה. מחקרים אחרים כמו Burton (1985) עסקו בפרטי התכנון של הטורבינה, הטכניקות העדיפות לביסוס הטורבינה וטכניקות ההקמה. Graves & Jolly (1986) עסקו בתכנון היסודות והטורבינה עצמה, עבור אתר מסוים (Christchurch Bay). מדובר בטורבינה בהספק של 3MW (קוטר רוטור 100 מ'), כאשר המגדל עשוי מבטון.

בדומה לבריטניה, גם בשוודיה הופיע המחקר הראשון על ניצול אתרים ימיים בשנת 1978. Hardell & Ljungstrom (1978) הציגו בדיקה ראשונית של הפוטנציאל בשוודיה. הם ציינו כי השימוש בטורבינות גדולות באתרים ימיים יכול להניב אנרגיה הרבה יותר גדולה מאשר על פני היבשה. לדעתם באתרים ימיים נמנעות בעיות סביבה המאפיינות אתרים יבשתיים (רעש, הפרעות טלוויזיה, בטיחות וכו'). הם גם זיהו קשיים באתרים ימיים כמו: קורוזיה, עמסי גלים וקרח, מחיר גבוה של תבור לרשת, ובעיות גישה לטורבינות בים סוער. הבדיקה כללה היבטים מטאורולוגיים והנדסיים. במאמר מאוחר יותר הציג Bjork (1985) מחקר של קונסורציום אירופאי שבדק, טכנית והנדסית, את היתכנות הקמת חוות רוח באתרים ימיים. הבדיקה כללה: בחירת אתרים אפשריים, בחינת הבעיות המכניות והחשמליות, ותכנון מפורט עבור אתר מסוים. הבדיקה מעניינית בפירוט שלה.

Hardell & Bjork (1989) תארו פרויקט שנועד לבחון את ההיבטים הטכניים, כלכליים ותעשייתיים של הקמת טורבינות באתרים ימיים במחוז Blekinge בדרום-מזרח שוודיה. המחקר כלל: בחירת אתרים, בדיקת הקרקע באתרים, הערכת תנאי הרוח, תכנון ראשוני של היסודות, הערכת עלות האחזקה (O&M, Operation & Maintenance) וחישוב כלכלי. תוצאות הפרויקט הצביעו על הכדאיות העתידית בניצול אתרים ימיים ולכן הוחלט על הקמת טורבינת רוח קטנה (200kW) במרחק 300 מטר מהחוף. (ראה פרטים בהמשך).

גרמניה הינה כיום המובילה בעולם בשימוש באנרגית רוח. עובדה זאת מעניינת ביותר אם זוכרים שגרמניה אינה המדינה בעלת הפוטנציאל הגדול ביותר באירופה. גם מבחינת אתרים ימיים גרמניה אינה בעלת פוטנציאל גבוה כמו מדינות אחרות.

במסגרת המחקר בגרמניה בדק Pernpeintner (1984) מהם השטחים האפשריים להפקת אנרגיה מבחינת: אי שימוש בשטח למטרות אחרות, קרבה לרשת, אסתטיות, עומק מים שאינו עולה על 20 מ', וקרקע יציבה להקמת יסודות. הוא הגיע למסקנה שמדובר ב-1800 קמ"ר שמתוכם הוריד 50% בגלל הדרישה הבינלאומית האוסרת שיט במרחק קטן מ-500 מ' ממבנים בים. להערכתו ניתן בשטח זה להתקין טורבינות בהספק כולל של 3700MW (מאמר זה הופיע בשינויים קטנים בלבד גם בשנת 1985).

מרגע שניצול אנרגית הרוח באתרים ימיים זוהה כמקור משמעותי במדינות רבות, החל גם ארגון IEA (International Energy Agency) בחקירת הנושא. ארגון זה יזם פרויקטים שבמסגרתם הושו מחקרים בנושא שבוצעו בארצות שונות. על יזמה כזאת ניתן לקרוא אצל Dixon & Swift - Hook (1983). המאמר סוקר את הפעילויות השונות בארצות שונות, את היזמות שנקטו על ידי IEA, וכן תכניות עתידיות. גם במאמר מאוחר יותר של Swift-Hook (1989) מתוארים פירות מחקרים ביזמת IEA. המאמר מציג חישובים כלכליים ומציין כי ההקמה של טורבינות באתרים ימיים תהיה יקרה יותר כמו גם האחזקה. יחד עם זאת מאחר ובד"כ הרוח באתרים אלה חזקה יותר, בדיקת הכדאיות דורשת דיוק וכניסה לפרטים. המיוחד באתרים ימיים הינם כמובן הבסיסים לטורבינות. מחקרי IEA בדקו קשת רחבה של אפשרויות להקמת בסיסי טורבינות שכללה: איים מלאכותיים, בסיסי בטון המבוססים על כובד, עמודי בטון ובסיסים צפים.

המאמר גם מציין שחסרות מדידות מפורטות של הרוח על פני הים ובעיקר פרופיל הרוח (שינוי המהירות עם הגובה). בהשוואות בין מחקרים שנעשו בארצות שונות התגלו חילוקי דעות משמעותיים בקשר לטכנולוגיות האופטימליות, כמו גם ניגודים בחישובים הכלכליים. יחד עם זאת מסקנה מעניינת המדווחת במאמר זה הינה: אם הקמת טורבינה באתר ימי עולה 50% יותר מאשר על היבשה, ואם מחיר האחזקה יקר פי שלוש מאשר על היבשה, אך אם מהירות הרוח חזקה על פני הים (יחסית לאתר יבשתי) ב-30%, אזי מחיר האנרגיה באתר הימי זהה לאתר היבשתי. כמו בפרסומים אחרים בעבר, גם בפרסום זה המסקנה הינה שטורבינות גדולות תבאנה להזלה משמעותית במחיר האנרגיה באתרים ימיים.

ניתן לסכם כי במהלך שנות השמונים, בעקבות מחקרים שנערכו בארה"ב ואירופה, הובהר כי פוטנציאל אנרגית הרוח באתרים ימיים גבוה מאד. בארצות אירופאיות שונות, בהן מספר האתרים היבשתיים מצומצם, מהווים אתרים ימיים את המרכיב המשמעותי ביותר בניצול אנרגית הרוח. יחד עם זאת הובהר כי ניצול אנרגית הרוח באתרים ימיים יקר יותר, הן בהקמה והן באחזקה, בהשוואה לאתרים יבשתיים.

המסקנות היו בדרך כלל כי כדאי להמשיך בבדיקת ופיתוח הנושא, שדורש טכנולוגיות חדשות הן מבחינת הקמת היסודות לטורבינות והן מבחינת תכנון הטורבינות עצמן. המחקרים השונים הצביעו על כך שכאשר גודל הטורבינה עולה, עולה גם כדאיות הפקת האנרגיה. הדבר נובע מכך שמחיר היסודות, שהינו מרכיב חשוב במחיר האנרגיה, אינו פרופורציוני ישיר לגודל הטורבינה (כלומר מחיר היסודות לטורבינה בהספק נקוב של 2MW אינו גדול פי 4 ביחס ליסודות טורבינה שהספקה הנקוב 500kW, פרטים נוספים יופיעו בהמשך).

המחקרים המליצו על הקמת טורבינות רוח בים כדי ללמוד את הנושא והבעיות הקשורות בו, כמו גם פיתוח טכניקות חדשות והוכחתן. לכן עם סיום שנות השמונים ותחילת שנות התשעים החלו ארצות שונות בביצוע תכניות לאומיות בנושא זה.

2. תכניות לאומיות לניצול אתרים ימיים

2.1 התכנית הדנית

הדנים שלהם מסורת ארוכה בניצול אנרגית רוח, היו גם בין הראשונים להפנות מאמץ לניצול אנרגית הרוח בעקבות משבר האנרגיה במהלך שנות השבעים. הדנים החלו במהלך מחקרי רציני שהביא להקמת תעשיית טורבינות רוח וכן הצבת טורבינות רוח רבות בדנמרק. בסוף שנות השבעים ותחילת שנות השמונים הובילה דנמרק בהקמת טורבינות. יחד עם זאת הוברר לדנים כי בקצב ההקמה שהלך וגבר תגיע דנמרק במהרה לניצול הפוטנציאל באתרים יבשתיים. לכן החלו הדנים בבדיקת הכדאיות להקמת טורבינות בים המקיף את דנמרק, אשר חלקים רבים ממנו רדודים ומתאימים להקמת חוות רוח. דוגמא למחקר כזה פרסמו Elgaard et al. (1988). במאמר זה תוארה בדיקה מפורטת של ההיבטים השונים לבניית חוות רוח במחוז Aarhus. הבדיקה עסקה בסוג הטורבינות, כאשר המסקנה היתה שיש מקום לשינויים בטורבינות "יבשתיים" כדי להתאים אותן לעבודה אופטימלית בים, כמו למשל טיפול מיוחד נגד קורוזיה. נבדקו חלופות שונות ליסודות ונבחרו חלופות מועדפות. המאמר בחן גם את תהליך ההקמה, גישה לטורבינות, בקרת הטורבינות וכן העברת האנרגיה לחוף. העבודה עסקת גם במבנה חוות הטורבינות ובמרחקים הדרושים בין הטורבינות, כדי שהפרעות הדדיות ביניהן לא תהינה גדולות מדי. תשומת לב הוקדשה גם לצד החזותי של החווה. בעבודה נעשה שימוש בגרפיקה ממוחשבת כדי לבחון את מראה החווה מנקודות שונות על החוף. לאחר בחירת אתרים שלהם פוטנציאל להקמת חוות רוח, נעשו לגביהם בירורים מול הרשויות השונות שמייצגות: תחבורה ימית, דיג, תקשורת, תעשייה, בטחון, איכות סביבה, ועוד. לאור בירורים אלה הורדו מרשימת האתרים מקומות בעייתיים. האתרים שנשארו מיצגים פוטנציאל להקמת טורבינות רוח שיפיקו כ- 30% מצריכת החשמל באזור. המחברים מציגים גם חישוב כלכלי וכמו כן מציינים את החשיבות של בדיקת הקמת החווה עם התושבים, בעיקר מהבחינה החזותית (מהחוף). המסקנות החשובות של המחקר היו שמחיר הקמת החוות באתרים ימיים יהיה כפול מאשר על היבשה, אך כמות האנרגיה הגדולה יותר שתופק (יחסית ליבשה) תקזז גידול זה בהוצאות. בעת התכנון יש להתייחס למערכת כולה (טורבינות, יסודות, העברת אנרגיה וכו') ולא לטורבינות בודדות. לבסוף ציינו המחברים שוב את נושא הקבלה (acceptance) על ידי התושבים שהוא לכאורה פחות בעייתי מאשר ביבשה, אך עדיין חשוב מאוד.

בדיקה דומה, הפעם עבור אתר ספציפי (Noramin de Flak), הוצגה על ידי Jensen (1990). הוא מצא כי במקרה של שימוש בטורבינות שתוכננו במקורן לאתרים יבשתיים, הפקת האנרגיה תהיה גבוהה ב- 40% באתרים הימיים, יחסית לאתרים יבשתיים באותו אזור. אם הטורבינות תותאמנה לעבודה בתנאים בים, כמות האנרגיה שתופק (ביים) יכולה לעלות ב- 55% יחסית לאתרים יבשתיים. לפי החישובים שבוצעו עובדה זאת הופכת את הקמת חוות הרוח בים לכדאית, גם אם מחיר ההקמה יהיה גבוה ב- 50%-55% יחסית לאתרים יבשתיים, כמו גם מחירי אחזקה גבוהים יותר.

החוזה הימית הראשונה של טורבינות רוח נבנתה בדנמרק מול העיירה וינדבי (Vindeby) שבאי לולנד (Lolland). Flood (1990) מתאר את הקמת החווה שכללה אחת-עשרה טורבינות של 450kW כל אחת, המוצבות בשתי שורות במרחק של 1.5-3 ק"מ מהחוף. המרחק בין השורות 300 מ', המרחק בין הטורבינות בשורות גם כן 300 מ', ועומק המים 2.5-5 מ'. הטורבינות מתוצרת בונס בעלות שלושה להבים באורך 16 מ' כל אחד, עשויים מפולייסטר מחוזק בסיבי זכוכית (קוטר הרוטור 35 מ'). גובה הקן 37.5 מ'. בסיסי הטורבינות מורכבים מגליל בטון המסתיים בחרוט קטום שקצהו בולט על פני המים. הם נבנו במבדוק לא רחוק מהאתר, הושטו לנקודה ושם הושקעו על משטח שהוכן קודם לכן ומולאו בבטון. יסוד הטורבינה מתבסס על כח כובד בלבד. הטורבינות והמגדל עברו שינויים כדי להתאימם לעבודה בים. השינויים כללו: הקפדה על פני שטח מעולים למניעת קורוזיה, מנופים בטורבינה המונעים את הצורך במנוף צף לתיקונים, פנים הטורבינה אטום כדי למנוע חדירת רטיבות, קיימת בקרת רטיבות, כל הציוד בתוך המגדל (שנאי ומתגים). כמו כן נעשו סידורים לבקרת החווה כולה מהחוף. גובה הבסיס אליו חובר המגדל נקבע כ- 2.5 מ' מעל גובה הים הממוצע. מחיר האנרגיה באתר גבוה יחסית, אך ההתייחסות אליו היתה כמתקן הדגמה ולימוד.

החוזה ב-Vindeby החלה לפעול בצורה רשמית בספטמבר 1991 (Jespersen, 1991). הטורבינות חוברו ביניהן בכבל תת-ימי מיוחד, אשר שמש גם להעברת האנרגיה לחוף. המחשבים של הטורבינות קושרו בעזרת כבלים אופטיים, בין הטורבינות ומהטורבינות לחוף. הקמת החווה לוותה באיחורים שונים שנבעו מחוסר תכנון בין הספקים לקבלן הראשי. הקמת הטורבינות עצמן התנהלה כמעט כמתוכנן, כאשר במקרה של תנאים נוחים (מהירות רוח נמוכה מ-8 מטר לשניה) הותקנו שתי טורבינות במהלך כל יום עבודה.

פעולת הטורבינות גם היא החלה ללא תקלות מיוחדות. Olsen & Dyre (1993) הציגו מאמר סיכום מצוין בו תוארו הקמת החווה ב-Vindeby והפעלתה בתקופה הראשונה. הסתבר כי מחיר הקמת החווה היה נמוך ב-3 מליון קרונות מהצפוי. בטבלה מס' (1-2) מוצגת חלוקת ההוצאות. בטבלה מס' (2-2) מוצגת השוואה בין הפקת אנרגיה הרוח על ידי טורבינות דומות, ביבשה ובאתרים ימיים, כאשר לבסוף מובא גם המחיר ל-kWh. ניתן לראות כי המחיר ב-Vindeby גבוה בכ- 60% מהמחיר באתר יבשתי. במאמר מתוארות בעיות שונות שהתגלו עם תחילת ההפעלה. בעיה מעניינת היתה שזוויות הפגיעה, שנקבעו בהתאם לנהוג על היבשה, עברו שנוי (הגדלה). הסיבה טמונה כנראה בעובדה שהטורבולנציה באתר הימי קטנה יותר ולכן הזדקרות הלהבים אינה חמורה כמו על פני היבשת (יש לזכור כי טורבינות אלה הן Stall Controlled). המאמר גם מפרט את הסידורים המיוחדים שהותקנו בטורבינות כדי להתאימן לתנאי עבודה בים. על סמך הניסיון באתר זה צופים המתבררים ירידה של 20% בהוצאת הקמת חוות הטורבינות הבאות באתרים ימיים. בטבלה מס' (2-3) מוצגת תחזית המחירים.

החוזה ב-Vindeby סיפקה ניסיון בעל ערך רב שמשם ללימוד בעיות שונות. כך למשל Barthelmie et al. (1995) הציגו שיטה לקביעת המרחק האופטימלי (מהחוף) להצבת חוות הרוח, המסתמכת על מידע שנאסף בחווה זאת. מחיר הקמת החווה עולה עם המרחק מהחוף, אך גם

כמות האנרגיה עולה עם המרחק (עד גבול מסוים), לכן קיימת בעיית אופטימיזציה. השיטה מתבססת על שימוש במודל מטאורולוגי מקורב, המעריך את השנוי בעצמת הרוח והפרופיל שלה, עם השנוי במרחק מהחוף.

Table 2-1 BUDGET vs. ACTUAL COSTS

(Amounts in mill. DKK)

	Predicted	Actual
Foundations	16.8	17.1
Wind turbines	31.7	31.3
Transportation, etc.	3.6	4.2
Sea cables	11.0	9.3
Cables on land	3.1	2.4
Switch-gear, 10/0.7 kV trf. etc.	2.7	2.7
50/10 kV transformer station	2.3	1.0
Service vessel	1.0	1.0
Others	7.0	7.2
Total	79.2	76.2

Table 2-2 ENERGY PRICES

	Average on-shore	Vindeby off-shore
Investment	41.6	76.2 mill. DKK
Yearly expected production	10.0	12.0 mill. kWh
Annual depr. and Interest	3.34	6.11 mill. DKK
Depreciation and Interest	0.33	0.51 DKK/kWh
Operation and Maintenance	0.04	0.08 DKK/kWh
ENERGY PRICE	0.37	0.59 DKK/kWh

Table 2-3 FUTURE ENERGY PRICES

	In-land	Next off-shore
Investment	41.6	65.0 mill. DKK
Yearly expected production	8.0	12.0 mill. kWh
Annual depr. and Interest	3.34	5.22 mill. DKK
Depreciation and Interest	0.42	0.44 DKK/kWh
Operation and Maintenance	0.04	0.06 DKK/kWh
ENERGY PRICE	0.46	0.50 DKK/kWh

בעקבות החווה הראשונה ב- Vindeby הוקמה באוקטובר 1995 ב- Tuno & Knob חווה של 10 טורבינות מתוצרת Vestas, בהספק של 500kW כל אחת (קוטר 39 מ'). עומק המים באתר 3-5 מ' והמרחק מהחוף 6 ק"מ. בטבלה (2-4), הלקוחה ממאמרם של Morthorst & Schleisner (1997), מתוארות ההוצאות בהקמת חווה זאת. בעוד שבחווה יבשתית ההוצאה על יסודות מסתכמת ב- 8-9%, במקרה זה היא מגיעה ל- 23%. מחיר האנרגיה בתקופת ההפעלה הראשונה היה 7.5 USc/kWh. באותו מאמר ניתנת אינפורמציה מעניינת לגבי הגדלת יעילותן של טורבינות ימיות כמפורט להלן:

(א) היסודות לטורבינה של 1.5MW עתידות להיות יקרות ב- 30% בלבד, לעומת היסודות של טורבינות בהספק 0.5MW שנבנו ב- Tuno & Knob. הסיבה הינה שהיסודות לטורבינות אלה יבנו מפלדה.

(ב) הגדלת עומק המים מ- 5 מ' ל- 11 מ', מוביל ליקור היסודות ב- 12-34%.

(ג) בדיקה של יסודות מסוג: עמוד תמיכה בודד (Monopile), כובד (Gravity) ומסבך משולש (Tripod), מראה שהבדלים מסתכמים בכ- 12%.

התחזיות במאמר היו שבטורבינות של 1.5-2MW מחיר האנרגיה יהיה 5.4-5.9 USc/kWh.

**Table 2-4 Investment costs related to the Tuno Knob
wind farm (1996-prices)**

	Investments Mill. US\$	Share %
Turbine ex work	4.8	40
Transmission cable (sea)		
- between the turbines	0.6	5
- to the coast	1.5	12
Transmission cable (land)	0.4	3
Electricity systems	0.5	4
Foundations	2.8	23
Operating and control	0.2	2
Systems Environmental analysis	1.3	11
Total	12.1	100

החוזה האחרונה והמרשימה ביותר בדנמרק הוקמה ב-Middlegrunden מול קופנהגן. על התכנון הראשוני והבדיקות השונות הקשורות בחווה זאת ניתן ללמוד מהמאמר של Gravesen et al. (1999). החווה כוללת 22 טורבינות מתוצרת Bonus, בהספק של 2MW כל אחת. היסודות כוללים לוח בטון בעובי 1.5 מ', בדומה ליסודות יבשתיים, המונח על קרקע היס. אל הלוח מחובר קונוס היוצא מעל פני היס, שאליו מחוברת הטרבינה. הקונוס עוזר לשבור את הקרח שמהווה גורם חשוב בתכנון המבנה באתר. בניית היסודות היתה יקרה פי 6! מאשר על היבשה. מקימי החווה עברו מסלול ארוך של אישורים מגופים רבים. החווה החלה לפעול בסוף שנת 2000. בדנמרק תוכניות לחוות רוח נוספות בים, חלקן בשלב מתקדם של רישוי או אף תכנון ההקמה.

2.2 התכנית הבריטית

כפי שצוין לעיל, בריטניה הינה בעלת משאבי הרוח הימיים הגדולים ביותר באירופה. למרות שהחלה בתכנון ניצול אנרגיה זאת מוקדם יחסית, המימוש התנהל בעצלתיים. מחקרי היתכנות Morgan & French (1993) Morgan (1994), אשר בתנו את כל ההיבטים של הקמת חוות רוח ימיות (בחירת האתר, בחירת טורבינת הרוח, היסודות, העברת האנרגיה לחוף, אחזקה, שיקולים כלכליים ושיקולי סביבה) הגיעו למסקנה כי יש צורך במתקני הדגמה שיבחנו את הנושא בתנאי היס של בריטניה (שהם קשים יותר מאלה של דנמרק). המחיר יהיה גבוה יחסית ליבשה, אך הפרויקט ישמש שלב חשוב לקראת הקמת טורבינות גדולות יותר וכלכליות יותר. רכישת הידע הטכני בבריטניה נמשכה בכל השטחים. כפי שניתן ללמוד מ-Quarton (1994).

בוצעו גם תכנונים מפורטים לחוות רוח באתרים שונים, כמו למשל אתר בנורפולק (Norfolk) (1996, Staff report) שעבורו תוכננה חוות רוח בהספק כולל של 37.5MW, המורכבת מטורבינות של חברת Vestas, כל אחת בהספק נקוב של 1.5MW.

מאמר סקירה מקיף פורסם על ידי Bailey & Boardman (1998) שעסקו בהיבטים נרחבים של חוות רוח בים. הוצג שם הפוטנציאל המשמעותי של בריטניה (יותר מפי 3 מצריכת החשמל ב-1998), הוסברו בעיות טכניות, והוצג השיפור במחיר חוות רוח באתרים ימיים בדנמרק. נסקרו גם היבטים חוקיים ותהליך קבלת האישורים להקמה. Trinick (1999) הקדיש מאמר שלם לנושא תהליך קבלת האישורים להקמת טורבינות באתרים ימיים בבריטניה. למרות איטיות התהליך חלק מהתכניות להקמת חוות רוח ימיות בבריטניה הגיעו לתכנון מפורט ואף מימוש (Still, 1998).

בסוף שנת 2000 החלה לפעול חוות הרוח הימית הראשונה בבריטניה. מדובר בשתי טורבינות של חברת Vestas בהספק 2MW כל אחת, המוצבות כקילומטר מהחוף ב-Blyth. הים באתר זה קשה יחסית לאתרים בדנמרק: גובה גלים עד 6.5 מ', מהירויות רוח עד 45 מטר לשניה והפרשי גאות ושפל של 4.5 מ' (בעומק מים של 5.8 מ'). Aubrey (2000) מתאר את הפרויקט: בסיס כל טורבינה כולל עמוד פלדה בקוטר 3.5 מ', הטמון בבור שנקדח בסלע שבקרקעית הים (קוטר 4 מ', עומק 13 מ') ומולא בבטון.

התכניות לחוות רוח ימיות בבריטניה רבות ומגוונות. בגליון מאי 2001 של Wind & Power Monthly מופיעה טבלה של שמונה עשר אתרים הממוקמים במרחק של 1.5-10 ק"מ מהחוף, שהליכים להקמת חוות רוח בהם נמצאים בשלבים שונים. בגליון חודש יוני מדווח כי למשרד התגנה יש הסתייגויות מחלק מהתכניות.

2.3 התכנית השוודית

אמנם חוות הרוח הימית הראשונה הוקמה בדנמרק, אך למעשה טורבינת הרוח הימית הראשונה הוקמה בשוודיה.

במחוז Blekinge הוקמה טורבינה בהספק 220kW, במרחק של 250 מ' מהחוף ובעומק של 6 מ'. טורבינה זאת החלה לפעול בצורה סדירה ב-1990.

הבעיה בשוודיה שרוב האתרים שהובחנו כמתאימים להקמת טורבינות רוח הינם במים שעמקם 15-30 מ', עובדה המייקרת משמעותית את הקמת החווה.

בשנת 1998 הושלמה בשוודיה חווה של 5 טורבינות, 50kW כל אחת, ב-Bockstigen בדרום שוודיה. הטורבינות מוקמו במרחק 4 ק"מ מהקצה הדרומי של Gotland. עומק המים באתר 6 מ' והיסודות כוללים עמוד בודד (drilled monopile foundation) שגרם לכך שהיסודות היו יקרים רק ב- 20%-15 לעומת יסודות יבשתיים (זאת בהשוואה להפרש של 80% ב-Vindeby). פרטים אלה צוינו אצל Barthelmie (1998).

בשנת 2000 הוקמה חוות רוח ב-Utgrunden בדרום מזרח שוודיה שכוללת 7 טורבינות, מתוצרת Enron/Tacke, כל אחת בהספק 1.5MW. הטורבינות מרוחקות 8 ק"מ מקצה האי Oland ו-12 ק"מ מהיבשה. עומק המים 6-10 מ'.

2.4 התכנית ההולנדית

de Vries (1991) סימן בהולנד שטחים של מים רדודים המאפשרים הקמת חוות רוח של טורבינות בינוניות שתשמשנה לצורכי למוד הנושא. חוות כאלה לא הוקמו, אך לעומת זאת התפתח בהולנד המחקר בנושא הקמת חוות רוח בים, שהתרכז בעיקר באוניברסיטה הטכנית של דלפט (ראה תאור בפרק 4 על ההיבטים ההנדסיים).

חווה רוח שהיא "כמעט" ימית הוקמה ב-1994 ב-Lely בהולנד. חווה זאת כוללת 4 טורבינות מתוצרת Nedwind בהספק 500kW כל אחת. הטורבינות הוקמו על עמודי פלדה בתוך אגם ב-IJsselmeer, במרחק 800 מ' מהחוף ובעומק 5-10 מ'. ממשלת הולנד הציבה מטרה של הפקת 2000MW אנרגית רוח בשנת 2010, כאשר 10% יתקבלו מאתרים ימיים.

בשנת 1996 הוקמה בהולנד חוות רוח שניה ב-IJsselmeer Irene Vorrink ליד Dronten. מדובר ב-19 טורבינות בחספק 600kW כל אחת, מתוצרת Nordtank, המוצבות בשורה, במרחק של 50 מ' מהסכר, במרווחים של 200 מ' בין אחת לשניה.

2.5 התכנית הגרמנית

בגרמניה, שבה מופקת יותר אנרגית רוח מכל מדינה אחרת בעולם, עדיין לא הוקמו חוות ימיות. יחד עם זאת ההכנות לחוות כאלה מתקדמות במהירות. בגליונות דצמבר 2000 וינואר 2001 של Wind Power Monthly מפורטות מספר תכניות לניצול מקיף של אנרגית רוח ממקורות בים.

2.6 סקרים כלליים

כבר בשלב מוקדם למדי של לימוד הניצול של אנרגית הרוח באתרים ימיים היה ברור כי הכדאיות תלויה בשימוש בטורבינות גדולות.

כפי שציין Hardell (1990) היה צפוי כי טורבינות קטנות תשמשנה ללימוד הנושא, כאשר הגידול המתמיד בהספק הטורבינות באתרים יבשתיים ישפר גם את הכדאיות באתרים ימיים.

מחקרים שנעשו במהלך שנות התשעים ביססו את הדעה שמדובר בפוטנציאל עולמי גדול. Gaudiosi (1994) השווה בין מחקרים שונים ומצא הבדלים גדולים מאד בין הערכות הפוטנציאל השונות. הבדלים אלה יכולים לנבוע מאמוץ הנחות שונות. יחד עם זאת המכנה המשותף עליו מצביעים כל המחקרים הינו שמדובר בפוטנציאל גדול מאד. כל החישובים באותה תקופה הצביעו על כך שמחיר האנרגיה באתרים ימיים יהיה הרבה יותר גבוה מאשר באתרים יבשתיים.

Gaudiosi סוקר את ההיבטים הטכניים של טורבינות באתרים ימיים, השיטות לביסוס הטורבינות והאחזקה. הוא גם סקר השפעות סביבה. בסיכום הצביע על הצורך בשימוש בטורבינות גדולות ופיתוח טכנולוגיות להקמת חוות במים שעמקם מגיע ל-150 מ'.

שנתיים לאחר מכן פרסם Gaudiosi (1996) סקירה חדשה שעודכנה על ידי מידע נוסף שהצטבר במחקרים ובהפעלת חוות רוח באתרים ימיים. לאחר שסקר שוב את הפוטנציאל העולמי הגדול, מציין המחבר כי, בשימוש בטכנולוגיה של אותו זמן, השוואה בין חוות רוח ביבשה ובים מראה כי מחיר ההקמה כפול, כמות האנרגיה שתופק תהיה גבוהה ב-30%, מחיר האחזקה כפול - בסיכום מחיר האנרגיה גבוה בכ-60%. בהמשך מציין Gaudiosi כי הורדת מחיר תתקבל על ידי הגדלת הטורבינות, התאמת הטורבינות לעבודה בתנאים ימיים, שיפור טכניקות חיבור רשת החשמל היבשתית לטורבינות, שיפור טכנולוגית היסודות וההקמה, ועוד. מעניין שהמחבר מאמין בכדאיות חוות צפות אשר קשורות לקרקע היס בעמקים של עד 160 מ'. הוא רואה הקטנה משמעותית בהשפעה הסביבתית של אתרים ימיים, יחסית לאתרים יבשתיים. ישנה במאמר גם הדגשה בנושא תעסוקה, כאשר מדובר ב-22jobs/MW (17 בהקמה ו-7 באחזקה).

מאמר סקירה שלישי של Gaudiosi (1999) השתמש שוב בנתונים מעודכנים כדי להוכיח את הפוטנציאל הגדול של אנרגית הרוח באתרים ימיים, כאשר הפעם התרכז באירופה. הוא מציין שוב כי בהתבסס על הניסיון עד לפרסום המאמר, הקמת טורבינה בים עולה כמעט כפליים מאשר הקמת טורבינה זהה על היבשה. יחד עם זאת הוא צופה הקטנה של 50% בהוצאות ההתקנה הימיות, אשר תגרום לכך שמחיר אנרגית הרוח מאתרים ימיים ישתווה למחירה באתרים יבשתיים (בגלל תפוקת האנרגיה הגבוהה יותר). מעניין שבמאמר זה מכנה Gaudiosi את האתרים שהוקמו בדנמרק "semi-offshore", מאחר והם נמצאים במרחק לא גדול מהחוף ובמים רדודים ומוגנים יחסית. הוא צופה כי בעתיד הלא רחוק תחל הקמת חוות רוח ימיות "אמיתיות" בעמקי מים העולים על 10 מ' ובמרחקים של 10-20 ק"מ מהחוף. במקרה זה "המפגעים" האקולוגיים יצומצמו כמעט למינימום.

בסוף שנות התשעים היה ברור כי ניתן יהיה להגיע לניצול משמעותי של אנרגית הרוח באירופה רק תוך ניצול הולך וגדל של אתרים ימיים. עובדה זאת גרמה לכך שכל סקירה בנושא אנרגית הרוח, כמו למשל Milborrow (2000) או Ackermann & Soder (2000), התייחסה לנושא.

בעקבות העניין ההולך וגדל בניצול אנרגית הרוח באתרים ימיים באירופה, התעורר עניין דומה גם בארצות אחרות. Li (2000) פרסם מאמר מעניין בו תאר בדיקה ראשונית להתכנות הקמת חוות רוח ימית בהונג-קונג. הבדיקה העלתה כי תוך שימוש בטכנולוגיה קיימת יש פוטנציאל לספק 40%-72% מצריכת החשמל בעיר. הוא בוחן את האילוצים השונים והשפעתם על מיקום החווה. כמו כן הציג חישוב כלכלי לפיו מחיר האנרגיה יהיה (בטכנולוגיה קיימת) 6.5 USc/kWh.

סקר שבוצע באירלנד, ודווח ב- Wind Power Monthly בנובמבר 2000, הצביע על כך שתוך תקופה קצרה ניתן יהיה להפיק בעזרת חוות רוח ימיות 32% ואף יותר מצריכת החשמל באירלנד. מדובר בטורבינות גדולות (1.65-3MW) שתוצבנה במים שעמקם עד 20 מ'.

3 . משאבי אנרגיית הרוח באתרים ימיים - ההיבט המטאורולוגי

3.1 מבוא

כפי שצוין לעיל, בשנים האחרונות גבר העניין באתרים ימיים (Offshore Sites) הנחשבים כיום כבעלי פוטנציאל גבוה ומבטיח לניצול אנרגיית הרוח בקנה מידה גדול. מסקנה זאת נסמכת על מספר גורמים ההופכים את האתרים הימיים לאטרקטיביים ביותר. בין הגורמים השונים בולטים הגורמים המטאורולוגיים הבאים:

- מהירות הרוח בשכבת הגבול האטמוספרית ליד הקרקע חזקה יותר בהשוואה לאתרים יבשתיים, וזאת בגלל אורך החספוס (z_0) הנמוך יותר מעל לים בהשוואה ליבשה.
- מהירות הרוח מעל לים יציבה יותר בהשוואה לאתרים יבשתיים, עם שינוי יממתי קטן יחסית. יש בכך יתרון גדול מבחינת ההפקה של אנרגיה ע"י חוות טורבינות רוח.
- עצמת הטורבולנציה האטמוספרית בשכבת הגבול הימית נמוכה יותר בהשוואה לאזור יבשתי, דבר המבטיח אורך חיים גדול יותר לטורבינות רוח באתרים ימיים והוצאות בלאי נמוכות יותר.

3.2 שיטות להערכת משאבי אנרגיית הרוח באתרים ימיים - סקר ספרות ותיאור המצב העדכני

סקירה זו תעסוק במכלול הגורמים הקובעים את משטר הרוחות בשכבת הגבול הימית ובמרחק קטן יחסית מקו החוף, כנדרש לאתרים ימיים של חוות טורבינות רוח. הסקירה תתמקד גם בתיאור השיטות השונות להערכת פוטנציאל אנרגיית הרוח ברת ניצול באתרים ימיים, שפותחו בשנים האחרונות, תוך ניצול מרבי של נתונים מטאורולוגיים זמינים והשגת תוצאות אמינות במחיר מינימלי, הן מבחינת ההשקעה הדרושה בכסף והן מבחינת החיסכון בזמן.

3.2.1 משטר הרוחות באתרים ימיים

משטר הרוחות בשכבת הגבול הימית, במרחק של קילומטרים ספורים מקו החוף (offshore) עשוי להיות שונה באופן מהותי מהרוח בלב ים, וזאת בגלל מספר רב של גורמים המשפיעים עליו, שעיקריהם:

- גרדיאנט הלחץ הסינופטי הנקבע ע"י תצורות שדה הלחץ והזרימה האטמוספרית באזור גיאוגרפי-אקלימי נתון.
- משטר הזרימה בקנה מידה מזו, תחזורת ים-יבשה (הבריזה הימית והיבשתית).
- אורך החספוס של פני הים, התלוי במצב הים, המושפע מצדו ממהירות הרוח.
- המבנה הטופוגרפי והפיזיוגרפי של אזור החוף.
- היציבות האטמוספרית, הקובעת במידה רבה את ערכו של מקדם ההסעה הטורבולנטי של תנע.

שלושת הגורמים האחרונים, קרי אורך החספוס, המבנה הטופוגרפי והיציבות האטמוספרית בשכבת הגבול, שונים מאוד מעל לשטח יבשתי בהשוואה לים פתוח. מאחר וגורם הטופוגרפי לא קיים מעל לים, למעט ההשפעה של הטופוגרפי באזור החוף, לתשומת לב מיוחדת זכה אורך

החספוס הימי והשפעתו על פרופיל הרוח בשכבת הגבול הימית. בשנים האחרונות הוקדשו לנושא מחקרים רבים.

3.2.1.1 פרופיל אנכי של מהירות הרוח באתר ימי (offshore)

עקרונית ניתן לתאר את פרופיל מהירות הרוח מעל שטח ימי, כמו יבשתי, באמצעות החוק הלוגריתמי או חוק החזקה. בעבודה של Roll (1965) נמצא כי המודל הלוגריתמי מתאר בצורה הטובה ביותר את פרופיל מהירות הרוח מעל שטח ימי:

$$u(z) = u_* / k * \ln(z/z_0) \quad [3.1]$$

כאשר: $u(z)$ - מהירות הרוח בגובה z

u_* - מהירות החיכוך (friction velocity)

$k = 0.4$ - קבוע פון קרמן

z_0 - אורך החספוס של פני השטח (roughness length)

z - הגובה מעל הקרקע (או מעל הים)

כפי שניתן לראות, השימוש במודל הלוגריתמי בשכבת הגבול הימית מחייב הגדרה מדויקת הן של מהירות החיכוך u_* , התלויה ביציבות האטמוספירית, ואורך החספוס z_0 . הקשר בין פרופיל מהירות הרוח מעל לים, היציבות האטמוספירית ואורך החספוס באתרים ימיים נחקרו באופן יסודי ע"י מספר חוקרים. Barthelmie et al. (1996) מציינת כי בתנאים הקרובים לניטרליים השוני בין פרופיל מהירות הרוח מעל לים ואזור החוף נקבע בעקר ע"י השוני באורך החספוס.

החוק הלוגריתמי מתאר בצורה נכונה את השתנות מהירות הרוח עם הגובה בתנאי יציבות ניטרליים. על פי Barthelmie et al. (1989) תנאים אלה מתקיימים במהירויות רוח העולות על 6 מ"שני. עקרונית ניתן לחלץ את הערך היציג של אורך החספוס מעל לאתר ימי ע"י מדידה ישירה של מהירות הרוח בשני מפלסים:

$$u_2/u_1 = [\ln(z_2/z_0) / \ln(z_1/z_0)] \quad [3.2]$$

ניתן לחלץ את ערכו של z_0 מהמשוואה 3.2.

אולם בהעדר נתוני מדידות של פרופיל מהירות הרוח בלב ים, הקושי לבצע מדידות כאלה באמצעות תרנים מטאורולוגיים ומחירים הגבוה, נעשה מאמץ לפתח שיטות חילופיות למציאת

ערכי אורך החספוס באתרים ימיים. הוצעו מספר מודלים לחשוב אורך החספוס מעל שטח מים בתלות של מצב הים. Charnock (1955) הציע את הקשר הבא עבור אורך החספוס מעל לים:

$$z_0 = a u^{2*}/g \quad [3.3]$$

כאשר: $a = (\sim 0.015)$ - קבוע

g - תאוצת הכובד

$u^* = (\tau/\rho)^{1/2}$ - מהירות חיכוך

τ - מאמץ הגזירה של הרוח על פני השטח

ρ - צפיפות האוויר

במשוואה של Charnock הבחירה של ערך הקבוע a התבססה על ההנחה כי רק המשרעת של הגלים משפיעה על אורך החספוס. אולם מאוחר יותר נמצא כי המצב מורכב יותר, וכי ערכי הקבוע של Charnock יכולים לנוע על פני סדר גודל, בהיותו תלוי גם בתכונות אחרות של הגלים ולא רק במשרעת. ל"גילי" הגלים יש השפעה גדולה על ערך הקבוע. גיל זה נקבע ע"י c_p/u^* , כאשר c_p מסמן את המהירות של הגלים האנרגטיים והדומיננטיים ביותר בספקטרום הגלים. ההנחה היא שאורך החספוס גדול יותר כאשר גיל הגלים צעיר יחסית, וזאת מאחר שפני הים יושפעו אז ע"י גלים גבוהים הנעים באיטיות יחסית (Frank & Larsen, 2000).

Barthelmie (1996) השתמשו בחוק הגרר הגיאוסטרופי של Tennekes & Lumeley (1972) לחישוב מהירות החיכוך מהרוח הגיאוסטרופית:

$$U_g = (1/k) (((\ln(u^*/f z_0) - B)^2 + A^2)^{1/2}) \quad [3.4]$$

כאשר: U_g - מהירות הרוח הגיאוסטרופית

f - פרמטר של קוריוליס

A, B - קבועים

יש חילוקי דעות בספרות המקצועית ביחס לערכי הקבועים של A ו- B (Grant and Whiteford, 1987; Deacon, 1973). עבור אתרים ימיים Barthelmie et al. מאמצים את הערכים עבור הקבועים שהוצעו ע"י Deacon: $B = 4.5$; $A = 1.9$.

אפשר אם כן לקבוע את ערכי אורך החספוס z_0 ומהירות החיכוך u^* מתוך המשוואות 3.3 ו-3.4, תוך התחשבות בהשפעת מצב הים ותכונות הגלים על אורך החספוס. ניתן להשתמש ברוח

הגיאוסטרופית במשטח הלחץ של 900 מ"ב שמרוחק מספיק מפני הים (Millborrow et al., 1982).

3.2.1.2 השפעת היציבות האטמוספרית- הימית על פרופיל מהירות הרוח

ליציבות האטמוספרית השפעה מכרעת על המהלך הימתי של מהירות הרוח מעל שטח ימי. בשעות היום טמפרטורת המים קרה יותר מטמפרטורת הקרקע ולפיכך היציבות האטמוספרית מעל המשטח הימי גדולה יותר מזו המחושבת מעל המשטח היבשתי. בשעות הלילה המצב הפוך, הים חם יותר מהיבשה ולפיכך הריבוד האטמוספרי מעל המשטח הימי הינו בלתי יציב. מאחר והזרימות הליליות סמוך לחוף הן, ככלל, יבשתיות, השינוי ביציבות האטמוספרית יכול לגרום להאצת הרוח מעל המשטח הימי.

ברוחות תזקות, מעל 7 מ"שני, שוררים תנאי יציבות ניטרליים. בתנאי יציבות ניטרלית ניתן להשתמש בבטחה בחוק הלוגריתמי, עם ערכי אורך החספוס שתוארו לעיל (וזה המצב שיש לצפות לו במרבית הזמן במזרח הים התיכון). אולם באותם המקרים בהם הזרימה תהיה לכוון הים (באזורנו בעקר בעונות המעבר) יש להכניס תיקונים בחוק הלוגריתמי על מנת לתת ביטוי לשנוי בתנאי היציבות של מסת האוויר.

אפשר להכניס תיקונים אלה בהתבסס על חוק הדימוי (similarity theory) של מונין - אובוחוב (Van Wijk et al., 1990). האורך של מונין- אובוחוב, L , ניתן ע"י:

$$L = - u^3 / k (g/\theta) w' \theta' \quad [3.5]$$

כאשר: θ - הטמפרטורה הפוטנציאלית

w - המהירות האנכית

van Wijk et al. מציעים את המיון הבא לקטגוריות יציבות על פי ערכי האורך האופייני של מונין-אובוחוב:

$0 < L < 200 \text{ m}$	יציב מאוד:
$200 < L < 1000 \text{ m}$	יציב:
$1000 < L < - 1000 \text{ m}$	ניטרלי:
$1000- < L < 200- \text{ m}$	בלתי יציב:
$200- < L < 0 \text{ m}$	בלתי יציב מאוד:

ע"י הכנסת התיקון הנובע מהיציבות האטמוספרית לתוך הפרופיל הלוגריתמי מתקבל הביטוי הבא:

$$u = u^*/k [\ln (z/z_2) - \psi(z/L)] \quad [3.6]$$

כאשר: ψ - תיקון היציבות האטמוספרית למהירות הרוח

בתנאים יציבים ($L > 0$):

$$\Psi = -5 (z/L) \quad [3.7]$$

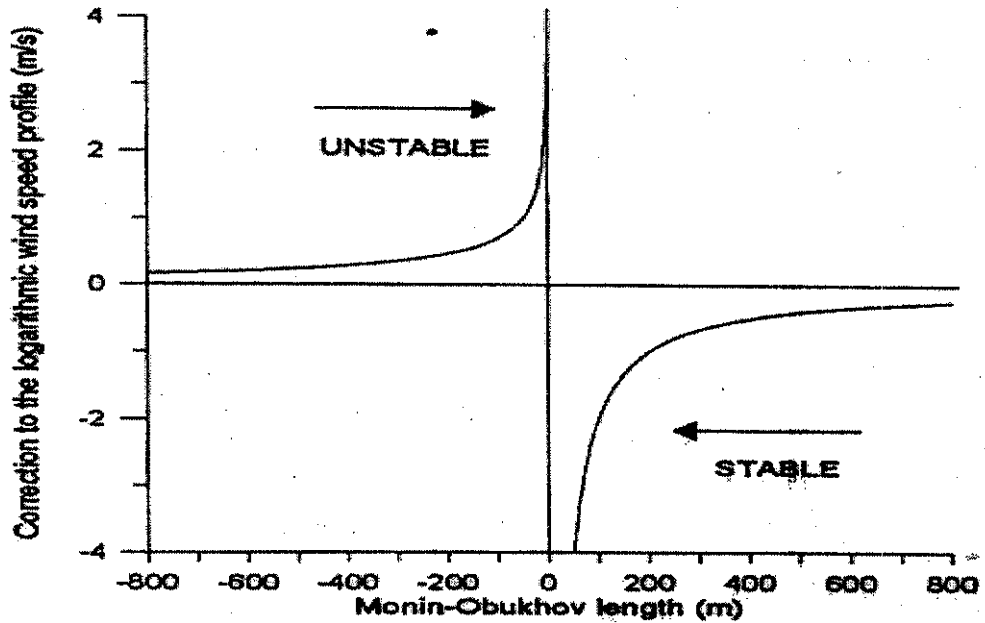
בתנאים בלתי יציבים ($L < 0$):

$$\Psi = 2 \ln[(1+x)/2 + [1+x^2]/2] - 2 \tan^{-1}x + \pi/2 \quad [3.8]$$

כאשר:

$$x = [1 - 16 (z/L)]^{1/4}$$

בציור 3.1 ניתן תיאור גרפי של התיקון למהירות הרוח, חיובי ושליילי, בהתאם לתנאי היציבות האטמוספרית. כפי שניתן לראות, הסטייה בפרופיל הרוח מהתנאים הניטרליים היא משמעותית, בעיקר בתנאים יציבים.



צירור 3.1: תיקון ליציבות האטמוספירית (stability correction) בפרופיל הלוגריתמי של מהירות הרוח בגובה 50 מ' בהתאם כפונקציה של האורך האופייני של מונין-אובוכוב (Bartelmie, 1999b).

Barthelmie (1999) בדקה את השפעת היציבות האטמוספירית על פרופיל הרוח באתר הימי Vindeby ומצאה כי התיקון לפי היציבות מציג התאמה טובה יותר לפרופיל המדוד מאשר הפרופיל הגזור מהחוק הלוגריתמי, במיוחד לגבי התורן המטאורולוגי הימי.

3.2.2 שיטות ואמצעים להערכת פוטנציאל אנרגיית הרוח באתרים ימיים

עקרונית ניתן לחלק את השיטות והאמצעים להערכת פוטנציאל אנרגיית הרוח באתרים ימיים, כפי שפותחו בשנים האחרונות, לשלוש שיטות עיקריות או שילוב ביניהן:

- מדידות ישירות של פרופיל מהירות הרוח באתר הימי המיועד.
- שימוש במדידות מהירות הרוח הזמינות בתחנות המטאורולוגיות באזורי החוף.
- שימוש במודלים.

להלן תוצג סקירה של השיטות למיניהן, כפי שהן מתוארות בספרות המדעית, על יתרונותיהן ומגבלותיהן, תוך בחינת הישימות שלהן לתנאי הארץ ואתריה הימיים במזרח הים התיכון.

3.2.2.1 מדידות ישירות באתרים ימיים

לפני כעשור, כאשר החלה ההתעניינות באתרים ימיים לניצול אנרגיית הרוח, נתוני מדידות ישירות של מהירות הרוח היו מעטים מאוד, למעט מדידות ספורדיות ונקודתיות של רוח על מצופים, על אוניות ובמתקנים לחיפושי נפט וגז טבעי ומתקני הפקה. כמעט ולא היו מדידות ישירות של

פרופיל מהירות רוח, אורך החספוס של פני הים, תנאי היציבות האטמוספרית ומאפיינים אחרים של הרוח בשכבת הגבול הימית, החיוניים להערכת פוטנציאל אנרגית הרוח.

המצב אינו שונה באופן מהותי גם כיום, וזאת בגלל המורכבות והמחיר הגבוה של הקמת תרנים גבוהים למדידת פרופיל הרוח באתרים ימיים, הפעלתם ואתזקתם. טבעי אם כן שנעשה מאמץ להשתמש בשיטות עקיפות, הן ע"י שימוש בנתוני מדידות באזורי החוף והן שימוש במודלים, או שילוב ביניהן. שיטות אלה, על יתרונותיהן וחסרונותיהן, יסקרו בהמשך.

הסקרים המקיפים הראשוניים של זמינות אנרגית הרוח באתרים ימיים בוצעו בשנות ה-80 של המאה ה-20 (Barthelmie et al., 1991). סקרים אלה בוצעו באזור האיים הבריטיים (Millborrow et al., 1982; White, 1985), ובים הצפוני (Borreson, 1987). השיטה המקורית של Millborrow et al. (1982) מתבססת על מדידות רוח במפלס 900 מ"ב בשש תחנות למדידות רוח באזור האיים הבריטיים ושתי ספינות מטאורולוגיות שבצעו מדידות רוח בלב ים בתקופה בין 1961 – 1970.

מהירות הרוח בשכבה הסמוכה לפני הקרקע/ פני הים מחושבת בנקודות סריג ברוחב של 10 ק"מ, מעל ומסביב לאיי בריטניה. ניתן משקל למרחק של נקודת הסריג מקו החוף, בהתחשב בהימצאות נקודת הסריג מעל ליבשה, או מעל לים. השיטה של Moore שופרה ע"י Barthelmie et al. (1991), הן ע"י שימוש בנתוני רוח יותר משופרים והן ע"י שיפור הפרמטריזציה של השפעת הממשק בין הים והיבשה (Sea-Land Interface). האימות של השיטה ע"י מדידות ישירות של מהירות הרוח באתרים ימיים הראה כי ההתאמה טובה למדי בקביעת מהירות הרוח הממוצעת השנתית, אולם פחות טובה ביחס להתפלגות העונתית.

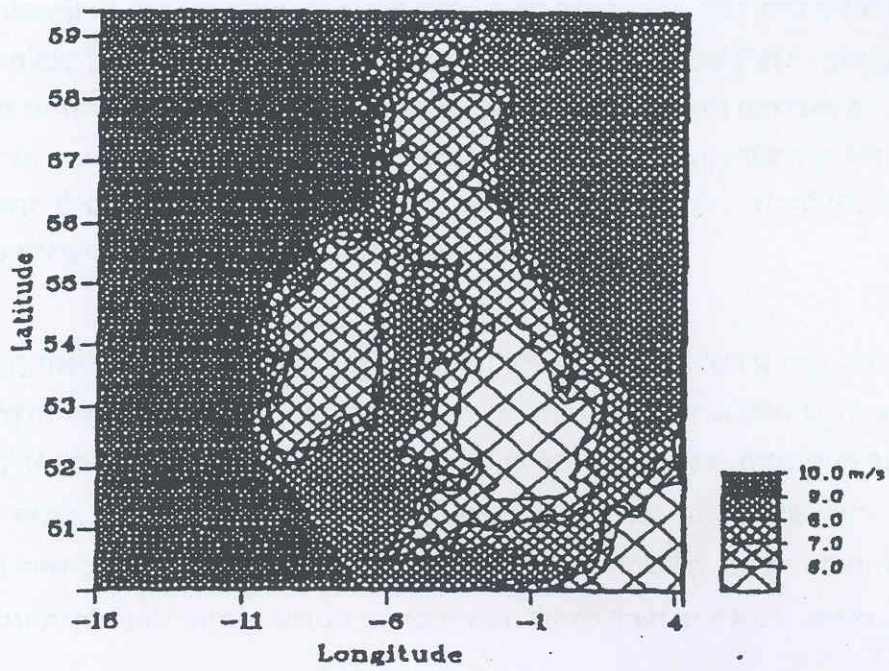
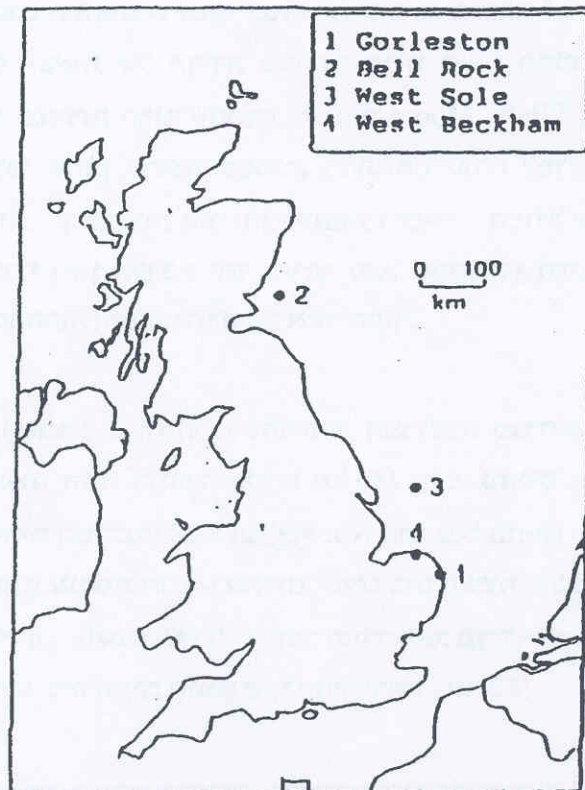
שיטה אחרת להערכת פוטנציאל אנרגית הרוח באתרים ימיים באזור איי בריטניה, פותחה ע"י White (1983) שעשה שימוש בנתוני מהירות הרוח מתחנות מטאורולוגיות של השרות המטאורולוגי הבריטי באזורי החוף של אנגליה. White חילק את כוון הרוח ל-12 גזרות בנות 30 מעלות ובתן את השינוי במהירות הרוח כאשר היא עוברת מהיבשה לים. גורם הגברת מהירות הרוח במעבר מיבשה לים (speed up factor) חושב ע"י שימוש בתורת הדימוי של Rossby ואורך החספוס בהתאם לכל גזרה של כוון הרוח. תוצאות החישובים הושו עם מדידות רוח שבוצעו ע"י ספינות תצפית של מתנדבים (Voluntary Observing Fleet). Barthelmie et al. (1991) הראו כי הערכת מהירות הרוח באתרים ימיים באמצעות שיטת White סובלת מתת-הערכה והם העריכו כי באקסטראפולציה של מהירות הרוח מתחנות חוף לעבר הים יש להתחשב בצורה מדויקת יותר במבנה הטופוגרפי של אזור החוף ובשינוי בתנאי היציבות האטמוספרית במעבר מהיבשה לים.

בציור 3.2 מובא מיפוי של מהירות הרוח מעל לאיי בריטניה ובלב ים שחושבו בשיטת Moore, כולל מפה עם מיקום התחנות ששמשו בסיס לחישובים. בטבלה 3.1 (Barthelmie et al., 1991) מובאת השוואת התוצאות של מדידת מהירות הרוח בשתי תחנות חוף ושתי תחנות ימיות בבריטניה מול ערכי מהירות הרוח שחושבו בשיטות White, Moore והשיטה הנורבגית שתוארה לעיל, בהתאמה. כפי שניתן לראות בטבלה, ההתאמה טובה למדי בין המדידות והמודל של Moore בכל התחנות, הן בתחנות חוף והן בתחנות הימיות. המודל של White נותן תת הערכה, ואילו המודל הנורבגי נותן הערכת יתר. הדבר נובע בעיקר מן העובדה שהמודל הנורבגי אינו מתחשב בהשפעת קו החוף והטופוגרפיה של אזור החוף.

Borreson (1987) השתמש ברוח הגיאוסטרופית, המחושבת מגרדיאנט הלחץ, להערכת מהירות הרוח מעל לים הצפוני והים הנורבגי בסריג של 150 ק"מ. נתונים אלה שימשו ליצירת "אטלס הרוח לים הצפוני והים הנורבגי" (Wind Atlas for the North Sea and Norwegian Sea). סקר יסודי יותר של זמינות אנרגית הרוח באתרים ימיים בים הצפוני בוצע בהולנד, בעשור האחרון של המאה ה-20 (Coelingh et al., 1997). הסקר התבסס על מדידות רוח במספר תחנות, שתיים ליד החוף ו-3 תחנות בים, במרחקים שונים מקו החוף (ראה ציור 3.3).

הקונפליקציה הנ"ל של תחנות המדידה אפשרה לבחון את השפעת טיב פני השטח הימי במעלה הרוח (ה-Fetch) על מהירות הרוח, הן כאשר הרוח נשבה מכוון החוף לעבר הים והן במצב הפוך, כאשר הרוח נשבה מכוון הים לעבר החוף. המדידות בוצעו במשך 8 שנים (1985 - 1992). למחקר זה חשיבות מיוחדת מבחינת השימויות של מדידות רוח המבוצעות בתחנות חוף להערכת פוטנציאל אנרגית הרוח באתר ימי. אם זאת יש לסייג תוצאות אלה בגלל העובדה שהמדידות היו נקודתיות (במפלס אחד בלבד) ובגבהים שונים. הרדוקציה של מהירות הרוח לגובה אחד וקביעת פרופיל הרוח נעשו ע"י שימוש בתורת הדימוי של מונין-אבוכוב.

עם הקמתה והפעלתה של חוות טורבינות רוח באתר ימי Vindeby בדנמרק ניתן היה לראשונה לבצע מדידות ישירות של פרופיל מהירות הרוח על תרנים מטאורולוגיים גבוהים, הן בים והן על החוף, תוך ניצול התשתית שהוקמה עבור טורבינות הרוח. כאמור לעיל, חוות טורבינות רוח ב-Vindeby פועלת מתחילת שנות ה-90, דבר שאפשר ליצור בסיס נתונים משמעותי, המאפשר לבחון את השימויות ולאמת את השיטות והמודלים השונים להערכת משטר הרוחות באתרים ימיים. באתר Vindeby הוקמו שלושה תרנים מטאורולוגיים (ראה ציור 3.4), שניים בים ואחד על החוף.

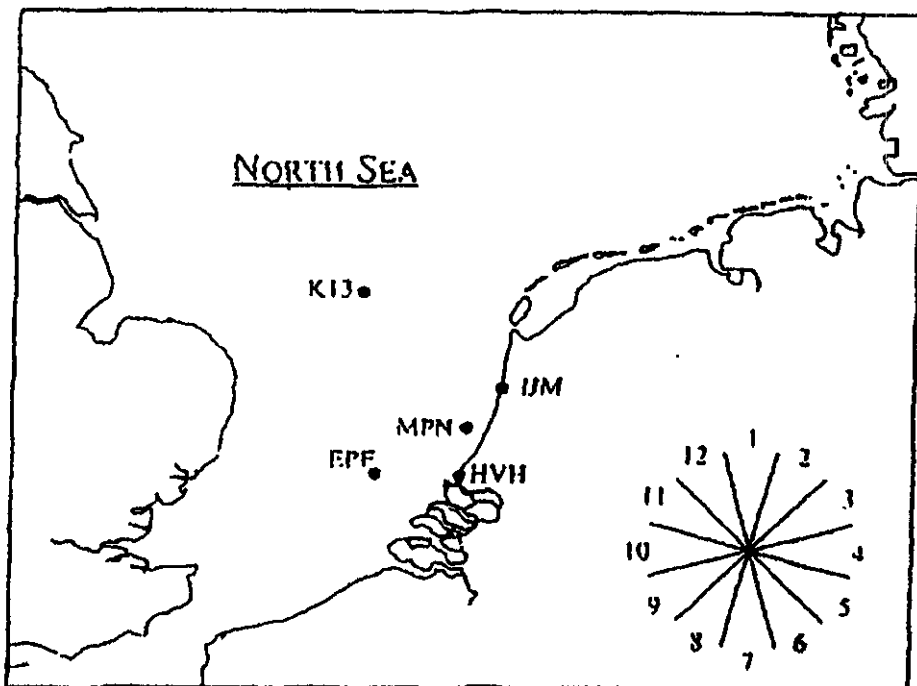


ציור 3.2: מפת מהירות הרוח בגובה 20 מ' באזור איי בריטניה, שחושבה בשיטת Moore (1971-80), ללא התחשבות בטופוגרפיה ושינויים באורך החיספוס (Bartelmie, 1993)

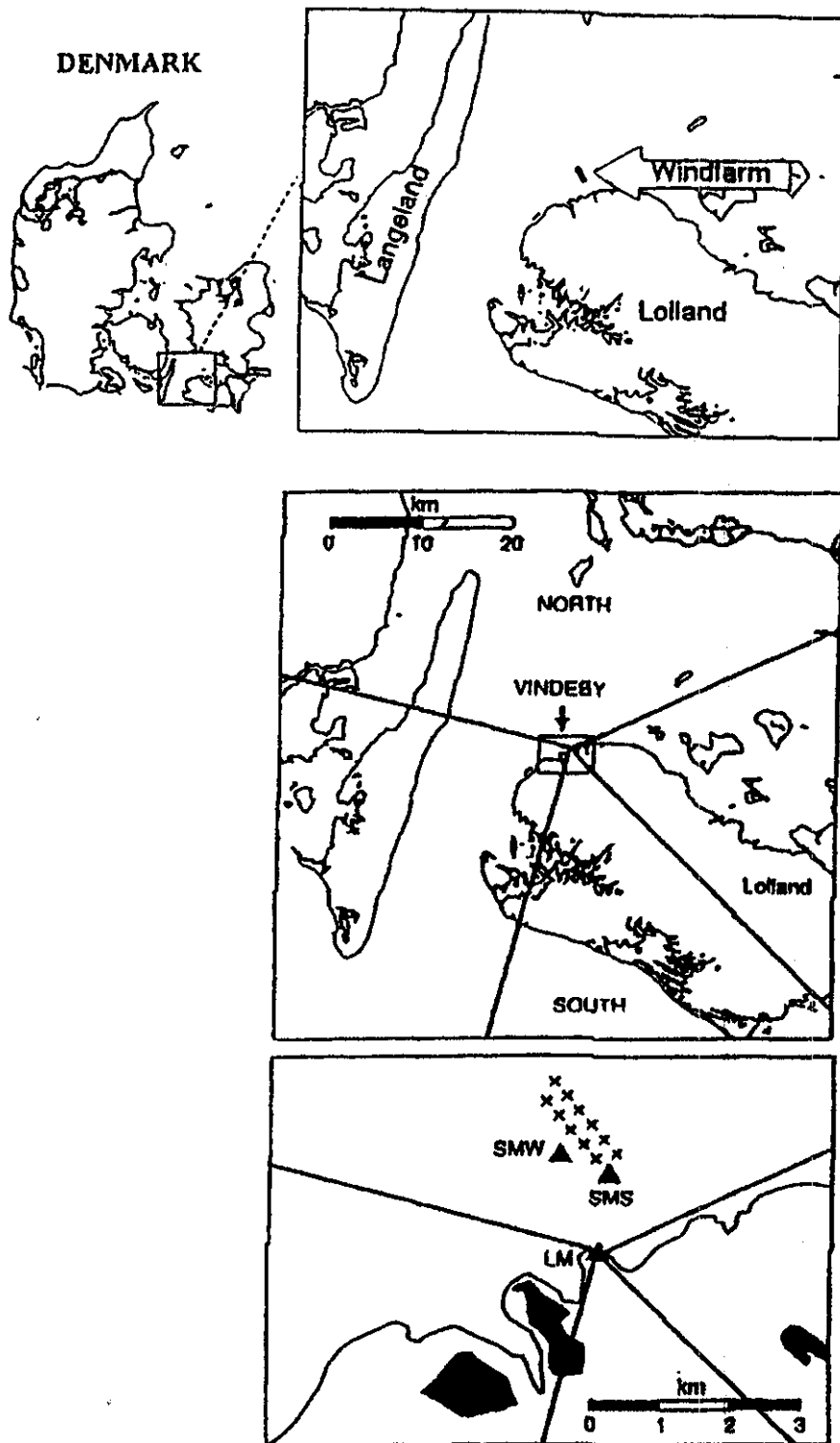
(m/s)

Station	Data period	Mean wind speed (m/s)			
		Observed	Predicted		
			Interpolated Moore Model (1971-80)	White (1961-80)	Norwegian Wind Atlas (1955-81)
			10 km square	1° lat&long	150 km square
Bell Rock	1971-80	7.5	7.6	6.5	8.9
West Sole	1983-85	8.4	8.1	7.3	8.6
Gorleston	1971-79	6.2	6.5	7.5	n.a
West Beckham	1988-89	6.2	6.6	n.a	n.a

טבלה 3.1: תוצאות הסקר באזור איי בריטניה. מהירות רוח ממוצעת שנתית בגובה 20 מ'. השוואה בין הערכים שנמדדו המחושבים לפי שיטת Moore, שיטת White, והאטלס הנורבגי.



ציור 3.3: סקר זמינות אנרגיית הרוח בים הצפוני. מיקום התרנים המטאורולוגיים על החוף של הולנד ובים הצפוני (Coeligh, 1998).



ציור 3.4 : חוות טורבינות רוח באתר הימי Vindeby בדנמרק (Bartelmie, 1999 b)
 בחלק התחתון של התרשים : טורבינות רוח מסומנות בסימן x,
 התרנים המטאורולוגיים מסומנים בסימן ▲ , SMW ו-SMS בלב הים, LM על החוף.

3.2.2.2. מודלים אמפיריים להערכת שדה הרוח באתרים ימיים

מודל אמפירי המקשר בין מהירות הרוח הנמדדת על החוף עם מהירות הרוח מעל לים הוצע ע"י Hsu (1988), בהסתמך על נתוני מדידות בלב ים ועל החוף :

$$U_{SEA} = 1.62 + 1.17U_{LAND} \quad [3.9]$$

המודל של Hsu נבחן ע"י Barthelmie (1997) ע"י שימוש בנתונים באתר הימי Vindeby בצורה הבאה :

$$U_{SEA} / U_{LAND} = A + BU_{LAND} \quad [3.10]$$

כאשר A ו-B מקדמים אמפיריים.

בציור 3.5 מובאת דיאגרמת הפיזור של היחס בין מהירות הרוח שנמדדה על העמוד המטאורולוגי בים (SMS) לבין מהירות הרוח שנמדדה על התורן בחוף (LM) כפונקציה של מהירות הרוח. כפי שניתן לראות, הפיזור גדול יחסית במהירויות רוח קטנות, עד כ- 7 מ"שני, בהן יש השפעה גדולה לתנאי יציבות שונים. הפיזור קטן במהירויות רוח גדולות, כאשר התנאים הם ניטרליים הן על החוף והן בלב ים.

המודל הרגרסיבי שהותאם לנתונים אלה הנו (Barthelmie, 1997):

$$U_{SEA} / U_{LAND} = 1 + (0.08 - 0.02 \ln z) U_{LAND} \quad [3.11]$$

הנתונים של מהירות הרוח שנמדדה על התרנים המטאורולוגיים באתר הימי Vindeby שימשו גם לבחינת הישימות של מודל אמפירי אחר שהוצע ע"י Gryning and Joffre (1987):

$$U_{SEA} / U_{LAND} = A + B \ln (X) \quad [3.12]$$

כאשר A ו-B מקדמים שערכיהם 1.75 ו-0.2 בהתאמה, ואילו X הנו פרמטר מרחק ללא ממדים המכונה מספר ריצ'רדסון "רוחבי" ("Lateral" Richardson Number):

$$X = x (g\Delta\theta_s / \theta) / u^2 \quad [3.13]$$

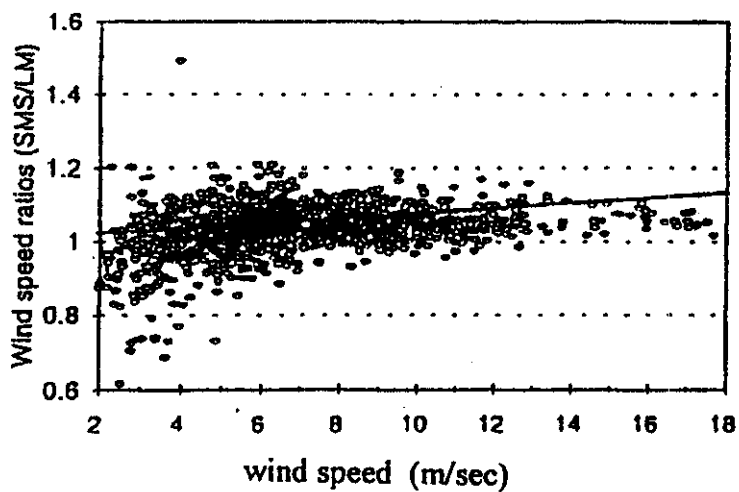
כאשר: x - ה-Fetch

u - מהירות הרוח

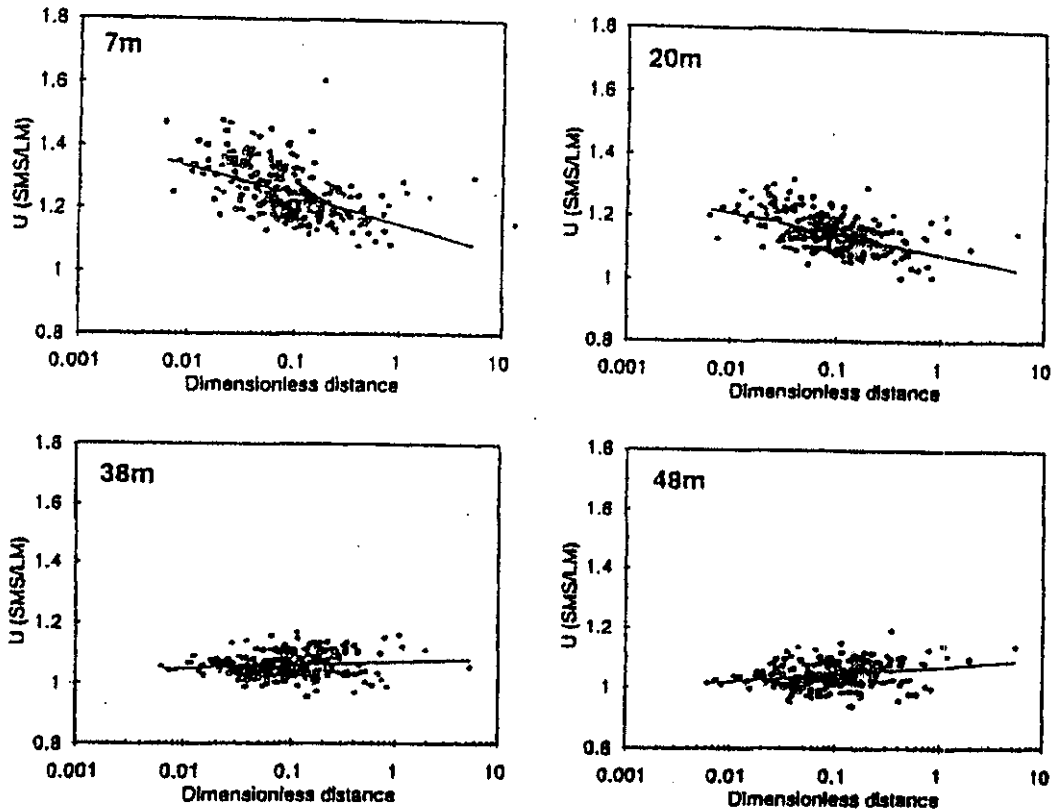
$\Delta\Theta_s$ - הפרש הטמפרטורה בין הים והיבשה

Θ - הטמפרטורה של אוויר

תוצאות האימות של המודל האמפירי [3.12], בגבהים שונים, מובאות בציר 3.6.



ציר 3.5: היחס בין מהירות הרוח שנמדדה על התורן המטאורולוגי בים (MSM) למהירות הרוח שנמדדה על החוף (LM) כפונקציה של מהירות הרוח אתר (Vindeby, Bartelmie, 1997)



ציור 3.6 : היחס בין מהירות רוח הים – יבשה כפונקציה של "המרחק ללא ממדים" (מספר רצירדסון רוחבי) על פי מודל 3.12 (Bartelmie, 1997)

3.2.2.3 מודלים פיסיקאליים להדמיית שדה הרוח באתרים ימיים

3.2.2.3.1 מודל COAST

אחד המודלים המוקדמים להערכת משאבי אנרגיית הרוח באתרים ימיים פותח במעבדה הלאומית של דנמרק וידוע בכינוי COAST (Barthelmie et al., 1995). מודל COAST תוכנן לצורך קביעת המרחק המיטבי מקו החוף למיקום חוות טורבינות רוח, תוך השגת מקסימום מהירות רוח ועלות מינימלית להקמת התשתית של החווה. למודל יש שני חלקים, חלק מטאורולוגי וחלק כלכלי. בחלק המטאורולוגי נעשה שימוש במדידות רוח קרקע בתחנת חוף. כאשר הרוח נושבת מכוון הים לעבר היבשה (Onshore) המודל מניח כי מהירות הרוח מייצגת את הרוח מעל לים. כאשר הרוח נושבת מהיבשה לעבר הים (Offshore) נעשה שימוש במהירות הרוח הגיאוסטרופית U_g , תוך הנחה כי בשטח קטן יחסית אין שינוי ברוח הגיאוסטרופית במעבר מהיבשה לים. היא מחושבת מחוק הגרר הגיאוסטרופי של Tennekes and Lumley (1972):

$$U_g = (1/k) (((\ln(u^*/fz_0) - B)^2 + A^2)^{1/2} \quad [3.4 \text{ ראה}]$$

כאשר: U_g - מהירות הרוח הגיאוסטרופית

f - פרמטר של קוריוליס

B, A - קבועים (1.9 ו-4.5 בהתאמה).

נוסחת Charnock (1955) עבור אורך החספוס של המשטח הימי:

$$z_0 = a u_*^2 / g \quad [3.3 \text{ ראה}]$$

כאשר: $a = (\sim 0.015)$ - קבוע

g - תאוצת הכובד

$u_* = (\tau/\rho)^{1/2}$ - מהירות חיכוך

τ - מאמץ הגזירה של הרוח על פני השטח

ρ - צפיפות האוויר

ופרופיל מהירות הרוח מחושב לפי החוק הלוגריתמי:

$$u(z) = u_* / k * \ln(z/z_0) \quad [3.1 \text{ ראה}]$$

כאשר: $U(z)$ - מהירות הרוח בגובה z

u_* - מהירות החיכוך (friction velocity)

$k = 0.4$ - קבוע פון קרמן

מנוסחאות 3.1, 3.3, ו-3.4 ניתן לחשב את מהירות הרוח offshore.

את המרחק מקו החוף (ה-Fetch) ניתן לקבוע ע"י חישוב שכבת הגבול הפנימית (IBL) בתנאים

הקרובים לניטרליים, לפי נוסחת Van Wijk et al. (1990):

$$h \ln(h/z_0) = 2 k^2 x \quad [3.14]$$

כאשר: h - גובה ה-IBL

x - מרחק ה-Fetch

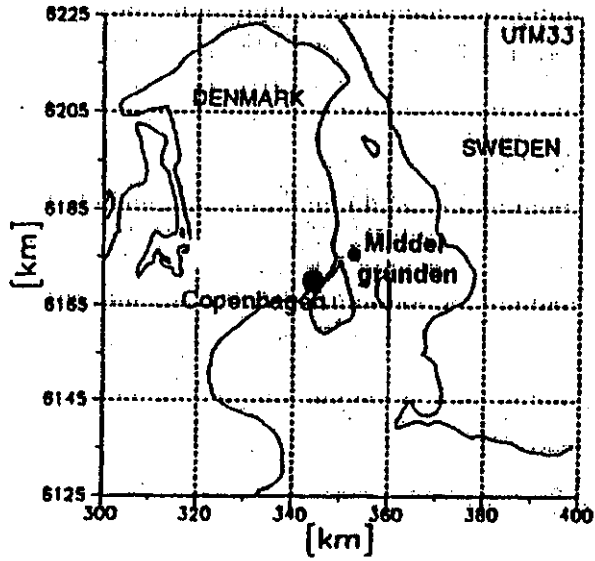
כך ניתן לחשב בכל מרחק מהחוף את מהירות הרוח בגבהים שונים הכלולים בתוך שכבת הגבול הפנימית, או נמצאים מעליה.

3.2.2.3.2 שימוש במודל WAsP להערכת זמינות אנרגית הרוח באתרים ימיים

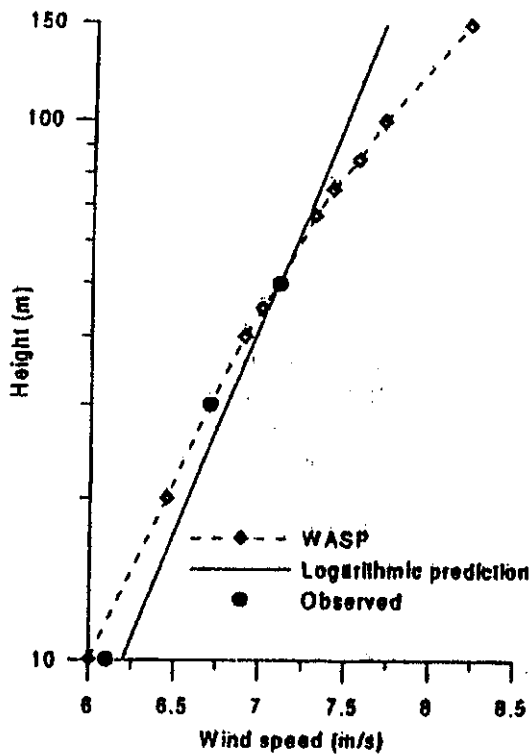
מודל Wind Analysis and Application Program - WAsP שפותח ב- Riso, המעבדה הלאומית של דנמרק (Mortensen et al., 1993), מצא שימוש נרחב בהערכת פוטנציאל אנרגית הרוח באתרים יבשתיים, כולל בהכנת אטלס הרוח של אירופה. אך טבעי כי נעשה מאמץ להתאימו גם לאתרים ימיים, תוך התחשבות באפקטים תרמיים, שינויים בתנאי היציבות והשפעת האי-רציפות בקו החוף. המודל מחשב את משאבי אנרגית הרוח בנקודה כלשהי בהתייחסות לתחנת בסיס שבה יש רשומת מדידות של מהירות הרוח. בעיקרון החישוב נעשה בשלושה שלבים:

1. המודל לוקח את נתוני המדידות ו"מסיר" מהן את השפעת הטופוגרפיה המקומית, אורך החספוס והפרעות מקומיות אחרות העלולות להשפיע על מהירות הרוח ליד המשטח, ומייצר מקור אנרגית רוח אידאלי, כפי שהיה מתקבל על פני שטח מישורי וחלק (תנאים סטנדרטיים).
2. ע"י שימוש בשיטות אמפיריות מובאים נתונים אלה ע"י אקסטרפולציה לרמת הרוח הגיאוסטרופית, דבר המאפשר ליצור קלימטולוגיה של הרוח הגיאוסטרופית בנקודת הייחוס, שאינה תלויה בתנאי הקרקע הספציפיים.
3. בשלב האחרון מתבצעת פעולה הפוכה, הבאת הרוח הגיאוסטרופית כלפי מטה, לכל נקודה וגובה דרוש, תוך התחשבות בתנאי הקרקע הספציפיים בנקודה הנתונה.

במקרה של אתרים ימיים נכנסים לחישוב כל אותם הפרמטרים הימיים המשפיעים על פרופיל מהירות הרוח מעל לפני הים, קרי האפקטים התרמיים, שינויים בתנאי היציבות האטמוספרית, שכבת הגבול הפנימית ואורך החספוס של פני הים. ניתן כיום להצביע על מספר סקרים של זמינות אנרגית הרוח באתרים ימיים בהם נעשה שימוש במודל WAsP, גרסה 6, עם התאמות הדרושות לאתרים ימיים, בהצלחה מרובה, כגון Pearce and Ziesler (1999) באזור בריטניה, Barthelmie et al. (1999), Barthelmie and Palutikof (1996) בדנמרק. לדוגמה נביא את תוצאות הסקר Troen and Petersen (1989) שבוצע ב- Middelgrunden, אתר הנמצא לא הרחק מקו החוף של קופנהגן (ראה ציור 3.7). כפי שניתן לראות מהשוואת פרופיל מהירות הרוח הנמדד עד גובה של 50 מ' מעל לים, הפרופיל הלוגריתמי והפרופיל המתקבל ממודל WAsP, קיימת התאמה טובה למדי בין הפרופיל הנמדד והמחושב באמצעות WAsP (ראה ציור 3.8).



ציר 3.7: שימוש ואימות מודל WAsP באתר ליד קופנהגן (1999, Bartelmie et al.)



ציר 3.8: פרופיל מהירות הרוח באתר Mildangrunden. השוואה בין הפרופיל המדוד, המחושב באמצעות מודל WAsP והמודל הלוגריתמי

3.2.2.3.3 פרויקט POWER (Predicting Offshore Wind Energy Resources)

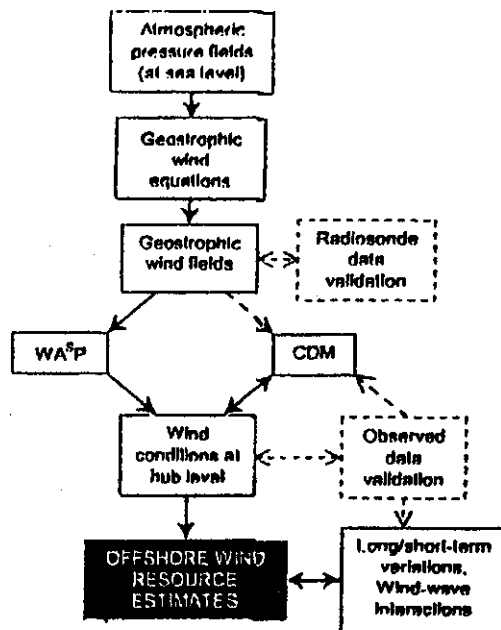
פרויקט POWER הוא רב היקף שבביצעו משותפים מספר מוסדות מחקר ואוניברסיטאות מארצות אירופה, כולל אנגליה, דנמרק והולנד. הפרויקט ממומן במסגרת תוכנית JOULE של הקהילייה האירופית. הוא החל לרוץ ב-1998 ואמור היה להסתיים ביולי 2001. מטרת הפרויקט לפתח שיטה להערכת משאבי אנרגיה הרוח באתרים ימיים לאורך חופי יבשת אירופה.

המתודולוגיה של POWER מתבססת בעיקרה על שדה הלחץ על פני הים. היא בנויה משלושה שלבים:

- (1) חישוב הרוח תגיאוסטרופית מגרדיאנט הלחץ על פני הים.
- (2) המרת הרוח תגיאוסטרופית לרוח בשכבה הסמוכה לפני הים ע"י שימוש במודל WAsP.
- (3) באתרים ימיים בקרבת החוף נעשה שימוש במודל CDM (Coastal Discontinuity Model) לחישוב מהירות הרוח, תוך התחשבות בתנאי היציבות האטמוספרית באזור המעבר מהיבשה לים.

מודל CDM עובר תהליך של כיוול ע"י שימוש בנתוני מדידות על תרנים מטאורולוגיים בלב ים, ו/או שימוש בנתוני מכ"ם אקוסטי (SODAR) על החוף.

המתודולוגיה של POWER מתוארת בתרשים זרימה למטה (ציור 3.9).



ציור 3.9 : תרשים זרימה של שיטת POWER

4. היבטים הנדסיים הקשורים בטורבינות הרוח, הקמתן ואחזקתן

באתרים ימיים

טורבינות הרוח באתרים ימיים דומות ברוב הבחינות לטורבינות באתרים יבשתיים. יחד עם זאת ישנם מספר הבדלים משמעותיים.

הגישה הנכונה לתכנון המבנה של הטורבינה: רוטור, קן (naelle), מגדל ויסודות, הינה גישה כוללת הבוחנת את כל המרכיבים כמערכת אחת הפועלת תחת השפעת עמסים דינמיים שונים. במקרה של טורבינה יבשתית העמסים כוללים בדרך כלל עמסי רוח הפועלים בעיקר על הרוטור, אך גם על המגדל. היסודות ביבשה בדרך כלל קשיחים יחסית. לעומת זאת במקרה של טורבינות ימיות היסודות אינם קשיחים כמו באתרים יבשתיים, כאשר לעמסים הפועלים על המערכת נוספים עמסי גלים וזרמי ים, כמו גם עמסי קרח בחורף (באזורים צפוניים).

Oscar and Paez (1988) הציגו מודל חישובי לחיזוי התגובה הדינמית של המערכת טורבינה/יסודות תחת עומסי רוח וגלים אקראיים.

Wastling et al. (1993) הציגו שימוש במודלים שונים לחישוב התגובה הדינמית של המערכת טורבינה/יסודות. הם השתמשו ביחסים אמפיריים בין מצב הים ומהירות הרוח. החישובים שלהם הראו כי התעייפות הרוטור והעמסים המכסימלים כמעט ולא מושפעים מעומסי הגלים על היסודות. לעומת זאת לרוח ולגלים השפעה חשובה על תכנון היסודות ולא ניתן להזניח אחד מהם.

Bond and Ansel (1993) בדקו התעייפות טורבינות העשויות מחומרים שונים. הם הסיקו כי פלדה ובטון אינם מציבים בעיות בעת השימוש באתרים ימיים, וציפוי מתאים אף יוצר מקדם בטחון למבנה. לעומת זאת במקרה של חומרים מרוכבים ועץ, חסר מידע בקשר לעמידותם, לאורך זמן, בנוכחות מי ים ועמסים דינמיים. מחקרים שונים שכללו את Kuhn (1994, 1997) ו-Quarton (1997), שיכללו את המודלים והוסיפו אפקטים שונים כמו אי-לינאריות. כצפוי, ההתנהגות הדינמית רגישה מאד לתכונות הדינמיות של הטורבינה והיסודות. שינויים קטנים

בתכונות אלה יכולים לגרום לתוצאות שונות משמעותית. כך למשל Frandsen & Thomsen (1997) הגיעו למסקנה כי ההבדלים בהתעייפות ובעמסים המכסימלים של טורבינות רוח בחווה ביבשה ובחווה בים, קטנים יחסית. Rogers (1998) קיבל הבדלים משמעותיים יותר. האחרון מציין את ההשפעה הגדולה של הריסון (Damping) על התוצאות ומדגיש כי יש צורך בחקירה כדי לדעת את ערכי הריסון הנכונים.

נתונים מחוות הרוח שהוקמו שימשו לבדיקת ופיתוח מודלים מבניים לטורבינות בחוות רוח ימיות. דוגמא לעבודה כזאת הוצגה על ידי Thomsen and Sorensen (1999) שהשתמשו בנתונים מהחווה ב-Videby והסיקו כי העליה בעמסי ההתעייפות, כתוצאה מהשפעות הדדיות בין הטורבינות בחווה, היתה בתחום 5-15% (כתלות באומטרית החווה). ההגדלה בעמסים כתוצאה מהשפעה הדדית היתה דומה לתופעה באתרים יבשתיים.

תכנון מבני שמרני גורם למבנים בעלי חוזק עודף, הדורשים חומר מבנה רב ולכן הם גם יקרים יותר. תכנון מתקדם יכול להביא להוזלה במחיר הקמת הטורבינות, כפי שמציינים ואף מציגים Harland and Vugts (1998) או Cheng and Van-Bussel (2000).

האנליזות המשמשות לתכנון המבני של הטורבינות הינן במהותן אוירואלסטיות. אולם גם בהיבט האוירודינמי עצמו הציגו טורבינות הרוח בחוות ימיות בעיות שונות שזכו לתשומת לב. Chiatti et al. (1997) מדווחים על פיתוח חתכי כנף חדשים (profiles) המציעים יעילות אוירודינמית גבוהה ופחות רגישות לחיספוס. חתכים אלה מתאימים לטורבינות ימיות שבהן הזרימה סדירה והטורבולוציה קטנה. בנוסף, חוסר הרגישות לחספוס גורם לכך שהטורבינות העובדות בתנאי ים קשים תדרושנה פחות אחזקה, גורם מיקר מאד באתרים ימיים.

השפעות הדדיות של טורבינות בחווה הינה בעיה מורכבת וקשה בחוות רוח. חקירת עקבות של טורבינות רוח בסביבה ימית ובתנאים אופייניים לחוות בים, מופיעה בעבודותיהם של Ainslie and Milborrow (1986) ו-Marini (1988).

תרומה משמעותית ביותר למחקר של חוות רוח באתרים ימיים מוצגת בתוצאות המחקר הארופאי Opti-Owecs

(Structural and Economic Optimization of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters)

שנערך במסגרת תכנית המחקר הארופאית באנרגיה Joule III.

תוצאות המחקר מוצגות בשש חוברות (Kuhn et al., 1998; Cockerill et al., 1988; Ferguson et al., 1988):

- (א) חוברת מס' 0 - סיכום מנהלים של הפרויקט כולו.
- (ב) חוברת מס' 1 - מתארת גישה לתכנון משולב על טורבינות באתרים ימיים.
- (ג) חוברת מס' 2 - מודלים שונים המשמשים את הגישה בחוברת מס' 1 וכוללים: מודל מחיר, אופטימיזציה על הפעלה ואחזקה, שיטות להערכת אמינות, ואנליזה דינמית כוללת של המבנה.
- (ד) חוברת מס' 3 - השוואת חישובים כלכליים באתרים שונים באירופה.
- (ה) חוברת מס' 4 - דוגמא לתכנון אתר ימי.
- (ו) חוברת מס' 5 - מדריך לשימוש בתכנה המיישמת את המודל הכלכלי להערכת מחיר.

התוצאות של Opti-OWECS פורסמו גם במספר מאמרים.

Kuhn (1997) בוחן את הדינמיקה של המערכת טורבינה/יסודות. הוא מציג סימולציה בזמן הכוללת עמסים אוירודינמיים, הידרודינמיים ודינמיקת המבנה. כדוגמא נבחת הדינמיקה של טורבינה גדולה (3MW) בשני אתרים שונים. המחבר מנתח הבדלים והשפעות של יסודות קשיחים ו"רכים", יסוד מסבך או עמוד בודד, והחשיבות היחסית של עומסים אוירודינמיים והידרודינמיים. במאמר נוסף באותו הכנס Kuhn et al. (1997) בוחנים את התכנון הכולל של המערכת, תוך הצגת חישובים כלכליים ועלויות. מוצגת אופטימיזציה של המרכיבים השונים של המערכת (טורבינה, יסודות, חיבור לרשת, הפעלה ואחזקה) וכן גישות לתכנון טורבינות באתרים ימיים.

במאמר ארוך ומפורט הציגו Kuhn et al. (1999) את הישגי המחקר ותוצאותיו. המחקר כיסה למעשה את כל הצדדים הטכניים והכלכליים הקשורים להקמת טורבינות באתרים ימיים והוא, למרות הזמן שעבר מסיומו, כמעט קריאת חובה לגורמים המתכננים להקים טורבינות באתרים ימיים.

קיים גם אתר אינטרנט Kuhn and Bierbooms (1998) המביא תוצאות עיקריות מפרויקט Opti-OWECS

כפי שצוין לעיל, במקרה של אתר ימי, הקמת הטורבינה/חווה מהווה מרכיב משמעותי מאד בהוצאות. מחקרים שונים עסקו בהיבט זה וכיצד ניתן לצמצם את הוצאות ההקמה. Heywood and Ferguson (1999) השושו שתי טכניקות הקמה שונות (Floating Vessels, jackup vessels) כדי להגיע למסקנות על הטכניקה העדיפה במקרים שונים. במאמר אחר בודק Kent (1999) אמצעי הקמה שונים שבשימוש בים הצפוני. הוא גם סוקר סוגי יסודות שונים ולאחר מכן עוסק בטכניקות ההקמה על האלמנטים השונים במערכת הטורבינה. המחבר מקדיש תשומת לב מיוחדת לשאלה כיצד גודל הטורבינה ישפיע על העלויות השונות של ההקמה, והאם אילוצי הקמה יכולים להוות חסם לגודל הטורבינות. אחזקת והפעלת הטורבינות בים יקרות יחסית להוצאות המקבילות ביבשה. Leaney and Sharpe (1999) הציעו שימוש בשיטות איבחון מצב (Condition Monitoring Techniques) לגילוי מוקדם של תקלות מתפתחות, וכן שימוש בטיפול מונע כדי להגדיל אמינות וזמינות טורבינות ועל ידי כך לשפר את הכדאיות. הנושא על אחזקה והקשר של אחזקה עם זמינות מטופל גם על ידי Van-Bussel and Schontag (1997) ו-Pedersen (1998).

עם העלייה בחשיבותן של חוות רוח בים, עלתה גם הכדאיות על תכנון טורבינות המתאימות לשימוש זה. כבר צוין לעיל שאתרים ימיים מדגישים את הכדאיות של השימוש בטורבינות גדולות (בעלות הספק נקוב גבוה). טורבינות גדולות מציבות אתגר תכנוני לא רק לגבי הרוטור, אלא גם לגבי כל מרכיבי הטורבינה האחרים. כך למשל מציגים Siegfriedsen and Bohmeke (1998) תכנון של המערכת: מיסבים, צירים, תיבת הגדרה (gear box) וגנרטור - עבור הספקים של 5MW. המערכת מותאמת מבחינות רבות לעבודה באתרים ימיים.

עבודה מפורטת ומעניינת של אופטימיזציה טורבינות לאתרים ימיים הוצגה על ידי Fuglsang and Thomsen (1998). כך למשל ניתן באתרים אלה להנמיך את גובה הקן ולהוזיל את מחיר העמוד. שוב הובילה האופטימיזציה לטורבינות גדולות ורוטור הסובב במהירות נמוכה יותר, וכמו כן הראתה כי תכנון מיוחד על צורת הלהב, המתאים למשטר הרוחות בים, יכול להביא להוזלה נוספת.

סקירה מעניינת של הטכנולוגיה הקשורה באתרים ימיים פורסמה על ידי Armstrong (1998) שאף התייחס לתכנונים מיוחדים כמו מערכת המורכבת מאשכול טורבינות על בסיס (עמוד) יחיד, וכן טורבינות הפועלות כעפיון.

בנספחים א'-ג' מוצגים הנתונים של מספר טורבינות גדולות המוצעות בשוק ומתאימות לשימוש באתרים ימיים.

לפני סיום פרק זה הודן בהיבטים טכניים כדאי לציין שלושה נושאים שיש להם קשר לצד ההנדסי. כפי שצוין לעיל, שלב במעבר לחוות רוח ימיות הינו הקמת חוות "חצי-ימיות", כמו למשל חוות על שוברי גלים בנמלים. Gaudiosi and Cesari (1993) מציינים כי בים התיכון קיים פוטנציאל לא זניח לניצול זה של שוברי גלים (שנוצלו במקומות שונים בצפון אירופה). הניצול של שוברי גלים יכול להוזיל בצורה משמעותית את ההוצאות, יחסית לאלה הצפויות בחוות ימיות מלאות.

הנושא השני, שכבר הוזכר על ידי Heronemus (1972), קשור בניצול האנרגיה הימית להפקת גז מתן על ידי אלקטרוליזה של המים. תיאור התהליך וחישוב כלכלי הוצגו גם על ידי Young et al. (1976).

נושא שלישי הינו ניצול משולב של הרוח ואנרגיית הגלים באתרים ימיים. Kojima et al. (1998) ו-Matsuoka et al. (1999).

5. היסודות לטורבינות באתרים ימיים

המטרה העיקרית של המחקר הנוכחי היא בחינת התכנות הקמת חוות רוח בים התיכון מול חופי ישראל. ההתכנות הטכנולוגית כשלעצמה אינה מוטלת בספק והשאלה העיקרית היא הכדאיות הכלכלית. לפיכך יש חשיבות רבה להפיק מסקר הספרות כל מידע מעשי שתורם להערכת עלות ההקמה והתפעול. הקמת המבנה הימי ואחזקתו מהווים חלק נכבד מהעלות, כפי שצוין לעיל.

לשם הערכה הנדסית אמינה של עלות המבנה הימי יש צורך בתכנון ראשוני שיגדיר את תנאי האתר וקריטריוני התכנון, יבחן את סוגי המבנה האפשריים בהתאם לניסיון הקיים במבנים ימיים בעולם, יבצע תהליך השוואה ואופטימיזציה להגדרת המבנה המתאים, יתכנן ראשונית מבנה או מספר מבנים מתאימים ויעריך את עלות הקמתם. מחקר תכנוני מסוג זה בוצע במסגרת פרויקט Opti-OWECS לאתרים באירופה, אך הוא מעבר להיקף העבודה של שלב זה של המחקר הנוכחי.

הערכה יותר ראשונית שתוכל להצביע על הכדאיות להמשך המחקר ניתן לבסס על סקירת מחקרים ותכנונים שנעשו לאתרים אחרים וניסיון להקיש מהם הערכה ראשונית לעלות מתקנים מתאימים לאתרים שלנו. לפיכך, בסקר הספרות הנוכחי נעשה מאמץ לדלות כמה שיותר מידע שמסייע בהערכת עלות המבנה המתאים לנו. מידע כזה צריך לשלב נתונים טכניים של המבנה, נתונים על אתר ההקמה ונתונים על עלות ההקמה. מאמרים שמכילים מידע כולל מסוג זה רוכזו בטבלה פרמטרית בליווי תרשימים. מאמרים אחרים שמספקים מידע מעשי חלקי נסקרים בתמליל בלבד.

דו"ח המחקר Opti-OWECS מכיל מידע מעשי רב ומעמיק ולפיכך מתומצת ביסודיות בסקר זה.

Barltrop (1993) מציג רעיון של חוות טורבינות רוח צפה בעלת מבנה קשיח שנושא מספר רב של מגדלי טורבינות רוח. MUFOW-Multiple Unit Floating Offshore Wind Farm.

המאמר מונה יתרונות וחסרונות של MUFOW ביחס למונומנטים צפים.

היתרונות:

- (1) התקנה יותר זולה לכל יחידה - פחות פעולות ימיות ליחידה.
- (2) יציבות הידרוסטטית.
- (3) התנהגות בים יותר נוחה.
- (4) תחזוקה יותר נוחה.
- (5) ניתן לנצל את היחידה הצפה גם להתקנת שנאים.
- (6) הסיכון של התנגשות כלי שייט בתחנה יותר נמוך.

החסרונות:

- (1) עקב עלות גבוהה להרחקת הטורבינות זו מזו ימוקמו הטורבינות יותר קרוב והנצילות תפחת.
- (2) יהיה צורך באפשרות כיוון של כל המבנה לפי כיוון הרוח.
- (3) בעיות בניה והרכבה של המבנה הגדול.
- (4) לא מתאים בעומק קטן מ- 50 מטר.
- (5) התנגשות בכלי שייט תסב נזק יותר גדול.

המאמר מציע עקרונות ורעיונות ואינו מציג: תכנון ספציפי, פרטים טכניים, כמויות ועלויות.

Cesari and Rebora (1994) מציגים תהליך אופטימיזציה למציאת נפח מינימלי של יסוד גרוויטציה שיעמוד בדרישות התקן האיטלקי למבנים ימיים קבועים: *Guide for the design construction and installation of fixed offshore platforms, Registrs Italiano Navale, December 1990.*

המאמר מציג את עקרונות החישוב אך אינו מציג מספיק אינפורמציה לשחזור החישובים והבנתם. מוצגות תוצאות בתחום עומקי ים 4 עד 8 מטר לפי הפרמטרים: עומק ים, זווית גזירה של קרקע תולית ותקופת הגלים.

למשל בעומק 6 מטר יידרש יסוד בעל נפח 115 מ"ק בטון לקרקע עם זווית גזירה 34° ו-170 מ"ק בטון לזווית גזירה 22° . בעומק 8 מטר ידרשו 140 מ"ק לזווית גזירה 34° ו-230 מ"ק לזווית גזירה 22° .

כאשר מגדל הטורבינה מצוי באזור המשברים עשויים גלי ים שנשברים בסמוך למבנה לגרום לכוחות בגודל יותר מכפול מהכוחות שיגרמו גלים באותו גובה שאינם נשברים. לחץ מקומי יכול להיות יותר מפי עשר מהלחץ שיפעילו גלים באותו גובה שאינם נשברים. להערכת הכוחות של גלים נשברים, הדרושה בתכנון, יש להסתמך על תוצאות ניסיוניות. Chan et al. (1991) מציגים סקר עדכני של תוצאות ניסויים בהם נמדדו כוחות גלים נשברים על מבנה גלילי אנכי ומרחיבים את התוצאות בניסויים נוספים. מוצגים מקדמים לנוסחאות אמפיריות להערכת הלחץ המרבי. המידע יכול להיות שימושי בשלב יותר מתקדם של המחקר.

Derrington (1979) סוקר טכנולוגיות הקשורות בהקמת מבני בטון עם ביסוס גרביטציה בים פתוח. ההיבטים הנסקרים הם חוזק ועמידות הבטון, שיטות הקמה, תכנון היסוד מבחינת יציבות, מערכות מכניות וחשמליות, ופעולות ימיות.

המאמר מסיק כי השימוש במבנה בטון עם יסוד גרוויטציה שנגרר לאתר במצב צף, משוקע לקרקעית הים או לחילופין נעגן במצב זמני; מוכח טכנולוגית. על סמך טכנולוגיות שפותחו

בעיקר למתקנים ימיים להפקת שמנים Vugts and Harland (1997), ניתן לתכנן מתקנים להפקת אנרגית רוח בסקלה גדולה. Ferguson (1997), Ferguson (1998), Kuhn (1997) ו-Vugts and Harland (1997) הם מאמרים שפורסמו במהלך פרוייקט Opti-OWECS - Optimisation of Offshore Wind Energy conversion System סקר ספרות זה מכיל סקירה נרחבת של הדו"ח הסופי של הפרוייקט שמכיל מידע שימושי רב מעבר לזה הנסקר במאמרים.

Gaudiosi (1994) מציג סקירה כללית של פעילות לניצול אנרגיית רוח בים פתוח באזור הים התיכון וימים אחרים באירופה. ניתנים הדגשים על הערכת המשאבים, תכנון, יישומים טכניים, שיקולים כלכליים וסביבתיים.

לפי סקירה זו עלות תחזוקה של חוות רוח ימית מבוססת על הקרקעית היא באופן גס פי שלוש עד חמש מחוות רוח יבשתית. עלות התחזוקה נאמדת ב- 1-2% מהעלות הכוללת (capital cost) לחווה יבשתית וב- 5-10% לחוות ימית. כמו כן, מוערך כי מחיר אחזקת פלטפורמה צפה יהיה יקר בהרבה (עד פי 5) מפלטפורמה מבוססת על הקרקעית עקב זמן חיים קצר יחסית (5-10 שנים) של מערכת העגינה. הערכה זו נראית מופרזת.

מוערך כי עלות האנרגיה המופקת מחוות רוח ימית בגודל בינוני (רוטור בקוטר 35 מטר) היא עד 30% יותר מזו המופקת מחווה יבשתית. צפוי כי תוספת זו תקטן לטורבינות יותר גדולות (50 מטר קוטר רוטור) בעומקי ים עד 15 מטר עם יסוד גרוויטציה מבטון. מוערך כי לפלטפורמה צפה תהיה עלות האנרגיה פי 2 עד 3 מזו המופקת מחווה יבשתית.

המאמר מציג תוצאות רבות שפורסמו על ידי Kilar (1979) שייסקר בהמשך.

לעומסי הסביבה הימית (בעיקר לגלים ולרוח) אופי אקראי ובדרך כלל נקבעים התנאים הקיצוניים לתכנון לפי סטטיסטיקת אירועים קיצוניים לתקופת חזרה ארוכה (למשל 50 או 100 שנה). Harland And Vugts (1998) מציגים גישה להערכת הסתברות משולבת של הופעת הגל המירבי והרוח המירבית, במקום להניח שהם מופיעים סימולטנית כפי שמקובל בתכנון. לטענתם ניתן לחסוך באופן ניכר בעלות היסודות בתכנון הסתברותי יותר נכון.

Henderson and Patel (1998a,b) מציגים חלק מתוצאות וממצאי פרוייקט מחקר EPSRC שמטרתו היו לפתח כלי תכנון ולהעריך ביצועים של חוות רוח צפות. הבעיות העקרוניות שנבדקו בפרוייקט כוללות מציאת צורת גוף אופטימלית לפלטפורמה הצפה ופיתוח כלים להערכת האינטראקציה בין תנועות הגוף בגלים ותביצועים האווירודינמיים של הטורבינה. הפרוייקט עסק גם בנושאים משניים כגון כיוון הפלטפורמה לפי מזג האוויר, מערכות העגינה, ואמצעי

הולכת האנרגיה לחוף. המאמר עצמו מציג מעט מאוד ביחס למטרות המחקר שהוצבו. שיטות החישוב המוצגות אלמנטריות.

Heywood and Ferguson (1999) מציינים כי חוות הרוח הימיות שיוקנו לפני השנה 2002 תהיינה ממוקמות במרחק קטן מ-10 ק"מ מהחוף ובעומק ים קטן מ-10 מטר. הדור החדש של טורבינות רוח כבדות וגדולות יותר ידרוש שימוש בפלטפורמות ימיות צפות או מורמות על רגליים (Jack up) לשם הצבת היסודות והמגדלים.

המאמר דן באפשרויות השונות של פלטפורמות עבודה ימיות, דן ביתרונות והחסרונות של הפלטפורמות לעבודות במים רדודים, ומציג הערכה תקציבית של התקנה טיפוסית.

המחברים מניחים כי יידרשו התקנות של חוות בנות כ-50 יחידות של טורבינות בגודל כ-2MW, במרווחים 300-500 מטר, עם רוטורים בקוטר כ-60 מטר ומגדלים בגובה כ-55 מטר בקרקע הים. יסודות מסוג מונו-פייל יוחדרו לעומק 15-20 מטר בקרקע הים. האתר יהיה בעומק 5-10 מטר עם גיאות ושפל 4-8 מטר, זרמי גאות ושפל עד 2 קשר, וגלים בגובה עד 6 מטר (גלים מוגבלי עומק).

התכונות הבאות יידרשו מפלטפורמות העבודה:

- מערכות עגינה שניתנות לתפעול בעומק 5-20 מטר.
- יכולת החדרת כלונסאות במשקל עד 150 טון, בקוטר עד 3.5 מטר, לעומק חדירה עד 20 מטר.
- יכולת הנפה עד 175 טון ליחידת מגדל, והנפת מכלול הטורבינה לגובה 55 מטר מעל המים.
- יכולת השארות הפלטפורמה בים גם בתנאים בהם לא ניתן לעבוד, על מנת להמתין לתנאי עבודה.
- יכולת עבודה אוטונומית בים למשך 4 שבועות לפחות.
- תעודות רישום וסיווג ברשות מוכרת.

המאמר מפרט לדוגמא רשימת פלטפורמות קיימות שעשויות להתאים לביצוע העבודות.

יתרונות וחסרונות פלטפורמה מורמת (Jack up) ביחס לצפה:

- הפלטפורמה הצפה תונדת בגלים ומאוד רגישה לתנאי הים. לא סביר שניתן לבצע פעולות בגובה גלים מעל 1 מטר.
- הפלטפורמה המורמת קבועה ויציבה ולכן מאפשרת פעולות הנפה יותר מבוקרות.
- לפלטפורמה הצפה יכולת נשיאת ציוד וחלקים בתפוסה יותר גדולה. הפלטפורמה המורמת תצטרך להעביר ציוד וחלקים מדוברות צפות.
- פעולת מיקום והרמת הפלטפורמה המורמת מוגבלת למצב ים נמוך.
- הפלטפורמות הצפות יותר זמינות.

טבלאות השוואה שמציג המאמר מראות על זמן עבודה ועלות דומים בשני סוגי הפלטפורמות.

התקנת מגדל מונו-פייל טיפוסי תעלה £ 6.8 מליון לשתי יחידות ותיערך כ-33 שבועות. אם לא ניתן להחדיר את חכלונס בדפיקות או ויברציות עקב קרקע קשה, דרוש קידוח. במקרה זה ניתן

לבצע את הפעולה רק מדוברת מורמת, העלות המוערכת כ- £ 9.8 מליון לשתי יחידות ומשך הביצוע 54 שבועות.

Jolly and Graves (1986) מציגים מחקר לתכנון טורבינת רוח ימית בהספק 3MW לאתר בים הצפוני. הטורבינה נישאת על מגדל בטון מזוין עם בסיס מבוסס כלונסאות. המגדל תוכנן דינמית למניעת תהודה. זהו אחד המאמרים שמציגים מידע משולב שכולל נתונים טכניים של המבנה, נתוני אתר ונתוני עלות. הנתונים מוצגים בטבלה מספר 5-1 ובתרישים מס' 5-1 שמכיל את כל הנתונים הגיאומטריים על המבנה באתר שניתן לדלות מהמאמר.

המבנה ממוקם בעומק ים של כ- 15 מטר, על קרקע בעייתית לביסוס (חרסית סלעית). טווח הגיאות והשפל באתר מאוד גדול ומגיע ל- 8.4 מטר. גל התכן בתקופת חזרה 50 שנה הינו 10 מטר, לעומת כ- 15 מטר באזורנו (גל בודד מרבי).

המבנה מבוסס בביסוס מסיבי ויקר שכולל 16 כלונסאות המוחזרים 17 מטר בקרקע דרך בסיס דיסקה מבטון בקוטר 17.6 מטר וגובה 3 מטר. סביב הבסיס תצאית משיגומי פלדה המוחזרים 2 מטר בקרקע. בין תחתית הבסיס לתצאית מוזרקת שתית בטון בעובי 1 מטר. העלות הכוללת של התקנת יחידה בודדת היא כ- £ 6.9M ויחידה מתוך חווה של 20 יחידות כ- £ 5.8M.

במאמר מפורטים שלבי ההתקנה באתר.

Kent (1999) סוקר עלויות התקנת של טורבינות רוח בים ביחס לגודל הטורבינה. תחילה נסקרות פלטפורמות לעבודות ימיות שזמינות בים הצפוני ויכולת ההנפה שלהן. בהמשך נסקרים סוגי ביסוס ולבסוף שיטות הקמה ומגבלות שעשויות להיווצר מבחינת ניסיון מעשי ועלות. הניסיון המעשי בשיטות ביסוס בים הצפוני נובע מניסיון בפלטפורמות קידוח והפקת דלק. בטורבינת רוח שואפים לעלות נמוכה מ- £ 2M להיתכנות כלכלית, בעוד פלטפורמת דלק או גז טיפוסית עולה בין £ 20M ל- £ 40M.

דוגמאות לפלטפורמות לעבודות ימיות:

עלות ליום	מגבלות	מנוף	גודל	סוג
£ 150,000		10,000 ton		Floating
£ 15,000-30,000		200-400 ton		Jack-up
£ 10,000-15,000	גלים עד 0.5 מטר להנפה מדויקת	Shear Leg גובה 70m	48,000 ton רוחב 18-20m	Floating
£ 2,500- 4,000		Ring crane		Floating
£ 5,000- 6,000	בשינוע גלים עד 0.75 מ' (במצב מורם ים גבוה)	200-250 ton		Jack-up

סוגי מבנים ויסודות לטורבינות רוח :

Type	Technical data	Water depth	Cost
Mono pile	Pile Driven or Drilled Pile Weight 150 t Pile Diameter 3-4m	Up to 14m	£300,000-£400,000 to install a driven pile £350,000-£550,000 to install a drilled pile (Jack-up barge)
Tripod	Three piles driven through a steel tripod base structure	Deeper	\$1,000,000 per installed foundation
Concrete Gravity Structure	500-1000 ton		£400,000-£700,000 per installed foundation depend on water depth
		30-40m	Several million pounds

ניתן להחדיר או לקדוח כלונסאות בקוטר עד כ- 4 מטר.

Kilar (1979) מסכם ממצאים של מחקר יסודי להערכת מערכות המרת אנרגית רוח ימיות שמומן על ידי משרד האנרגיה של ארה"ב.

המאמר מציג שמונה טיפוסים של פלטפורמות תמיכה :

Rock Island	הקמת אי מסלעים (במים רדודים)	1
Concrete pile platform	פלטפורמה על כלונסאות (עומק בינוני)	2
Gravity Bace	מגדל עשוי בטון או פלדה עם יסוד גרוויטציה (עומק בינוני)	3
Steel Guyed Tower	מגדל פלדה מיוצב בכבלים ועוגנים (ונטות), (מים עמוקים)	4
Floating Disc	פלטפורמה צפה בצורת דיסקה	5
Semi-Submersible	פלטפורמה צפה חצי מטובעת	6
Tension-Moored	פלטפורמה צפה חצי מטובעת מעוגנת במתיחה לקרקעית	7
Spar-Buoy	מצוף מוט	8

המאמר מציג דיאגרמה מעניינת של תחומי היישום האופטימליים של טיפוסים הפלטפורמות כתלות בעומק מים, גובה גל מקסימלי ומהירות רוח מירבית ממושכת.

כמו כן מוצגת דיאגרמה של עלויות התקנה של הפלטפורמות השונות כתלות בעומק המים. עלות פלטפורמה על כלונסאות נעה מ- \$ 2.6M במים מאוד רדודים ל- \$ 2.8M בעומק 60 רגל. עלות מגדל גרוויטציה מפלדה נעה מ- \$ 4M במים מאוד רדודים ל- \$ 14M בעומק 400 רגל. עלות מגדל גרוויטציה מבטון נעה מ- \$ 5.5M בעומק 200 רגל ל- \$ 12.5M בעומק 400 רגל. עלות פלטפורמה צפה חצי מטובעת מתוחה לקרקעית כ- \$ 4M. עלות פלטפורמה צפה מסוג מצוף מוט כ- \$ 5M.

במחקר הנדון הוגדרו פרמטרים בסיסיים של אתר ים פתוח שמוצגים בטבלה 2-5. כפי שניתן לראות מדובר על תנאי אוקיאנוס פתוח במרחק 100 מייל מהחוף. עומק מים 150 מטר וגובה גל מרבי 30 מטר.

הפלטפורמה שנמצאה כאופטימלית לתנאים אלו היא פלטפורמה צפה מסוג Tension Moor Platform. העלות הכוללת המוערכת להקמת חווה להפקת 500MW בתנאים אלו היא כ- 700 מליון דולר.

המאמר מגדיר אומדן כלכלי שמביא בחשבון את עלות ההקמה, התפעול והתחזוקה שנקרא BBEC BusBar Energy Cost וערכו עבור החווה הנדונה 88 מליון דולר למגאוואט שעה. הגדרה זו וחלוקת עלות ההקמה למרכיבים השונים נתונים בטבלה 2-5.

טבלה 3-5 מציגה עלויות מוערכות של מתקני הפקת אנרגית רוח במים רדודים ועמוקים.

טבלה 4-5 מציגה נתונים של אתרים שונים בארה"ב והערכה לעלות אנרגית רוח באתרים אלו.

Li (2000) מציג מחקר של פוטנציאל והתכנות הפקת אנרגית רוח ימית בהונג-קונג. חלק גדול מהמאמר דן באנליזה סטטיסטית לנתוני רוח שתוצאתה העיקרית ממוצע שנתי בשיעור 6.6m/s וממוצע צפיפות הספק רוח 310W/m^2 . בהמשך נעשות הערכות הנדסיות לגבי חוות רוח היפותטיות שכוללת 629 טורבינות בהספק כולל 1038MW. מרכז האתר מרוחק כ- 15 ק"מ מהחוף בעומק ים 24-30 מטר. טווח הגיאיות והשפל 1.3 מטר. גובה הגלים מעל מטר כ- 75% מהזמן ומעל 3 מטר כ- 5% מהזמן. גובה הגל המרבי שנמדד באתר הוא 10.4 מטר. מהירות הרוח המרבית שנמדדה 70m/s ומהירות המשב העליון 85m/s .

העלות המוערכת לחוות הרוח ההיפותטית היא $\$ 1,434\text{m}$ (capital cost), מתוכם 52% הטורבינות, 20% היסודות, 26% חרשת ו- 2% ניהול הפרוייקט.

עלות ההקמה הספציפית היא $\$ 1,380/\text{kW}$.

Morgan and French (1993) מציגים חקר התכנות לפרוייקט הדגמה לטורבינת רוח ימית בבריטניה. המאמר מסיק כי קיימת התכנות טכנולוגית ומציג תכנון רעיוני כולל אומדן עלות. מאמר זה מציג מידע משולב שכולל נתונים טכניים של המבנה הנושא, נתוני אתר והערכת עלות. הנתונים מוצגים בטבלה מספר 1-5 ובתרשים מספר 2-5.

המבנה ממוקם מול החוף המזרחי של אנגליה, כ- 4.5 ק"מ מהחוף בעומק ים ממוצע 12 מטר. למבנה בסיס גרביטציה מבטון בצורת מתומן באורך ורוחב 20 מטר וגובה 5.5 מטר. המגדל נושא טורבינה בהספק 300-500kW, עם ציר אופקי בגובה 55 מטר מעל קרקע היס.

העלות הכוללת של פרוייקט הדגמה שכולל: בניית תחנה ניסיונית, תפעול, תחזוקה ואיסוף נתונים במשך שנתיים היא £4M. עלות זאת מתחלקת לפי: 15% סקרים, תכנון וניהול פרוייקט, 30% מבנה תומך, 11% טורבינה, 27% חיבור לרשת ובקרה, 12% מערכת ניתור נתונים ו- 5% תפעול ותחזוקה לשנתיים.

Olsen and Dyre (1993) דנו בפרוייקט הראשון בעולם של הקמת חוות רוח ימית. מתוארים הניסיון שהופק משלבי התכנון, הביצוע והתפעול של חוות הרוח שהוקמה ב-Vindeby בדנמרק.

החוה כוללת 11 יחידות בעלות תפוקה נומינלית כוללת כ-5MW. גם מאמר זה מציג מידע טכני על המבנה הנושא בשילוב עם נתוני אתר ועלות. הנתונים מופיעים בטבלה מספר 1-5 ובתרשים מספר 3-5. חוה זו ממוקמת באתר מאוד ייחודי בו המים מאוד רדודים, בין 2 ל-5 מטר, במרחק שבין 1.5 ל-3 ק"מ מהחוף. המים הרדודים מגבילים את גובה הגלים ומאפשרים שימוש ביסוד קל יחסית.

היסוד שתוכנן הוא יסוד גרביטציה מבטון שמורכב מדיסקט בסיס, גליל אנכי וקונוס קטום מעליו, כמוצג בתרשים מספר 3-5. גובה הגליל מותאם לפי עומק המים, כך שתקרת היסוד תהייה תמיד במפלס 2.5 מטר מעל פני המים הממוצעים וכל הטורבינות תהינה בגובה אחד. גובה המגדל מתקרת היסוד 35 מטר, וקוטר הרוטור של טורבינת 450kW 35 מטר. עלות ההקמה הכוללת של חוה בת 11 יחידות DDK 76.2M, מתוכה עלות הקמת היסודות והמגדלים 17.1M DDK.

Quarton (1997) פיתח תוכנות מחשב לחישוב ביצועים ועומסים לצורכי תכנון טורבינות רוח ימיות. המאמר מציג את הבסיס לתכנות אלו ודוגמאות יישום. התיאוריות והנוסחאות המוצגות במאמר אלמנטריות ופשטניות. ייתכן והתכנות שפותחו בעלות ערך לתכנון, אולם מהמאמר לא ניתן ללמוד הרבה.

Tong (1998) מציג תכנון רעיוני (conceptual) לחוות רוח ימית צפה. המאמר מפרסם תוצאות של פרוייקט FLOAT שבוצע על ידי חברות בריטיות שעוסקות בטכנולוגיות ימיות. מטרת הפרוייקט לפתח טורבינת רוח צפה שתהיה כדאית בעומקי ים שבין 100 ל-300 מטר. תנאי האתר שהוגדרו לתכנון מתאימים לים האירי הצפוני או מרכז הים האגאי.

התנאים שהוגדרו הם:

לתפעול: רוח מערבית בגובה הציר 26 מטר לשניה. גובה גל משמעי מרבי 4 מטר.

להישרדות: רוח מרבית בגובה הציר 40 מטר לשניה. גובה גל משמעי מירבי 8 מטר.

תנאים אלו די דומים לתנאי התכנון המתאימים לאזורנו.

בטורבינה יבשתית נהוג למקם את ציר הטורבינה בגובה שווה לקוטר הרוטור. בטורבינה ימית צפה גובה הרוטור מכתוב את מומנט ההטיה והיציבות ההידרוסטטית ולכן מהווה פרמטר מכריע בתכנון. לכן נקבע גובה רוטור 45 מטר מעל פני המים עבור רוטור בקוטר 60 מטר. ההספק הנקוב של הטורבינה 1.4MW.

המצופה הנושא הוא גליל אנכי בקוטר 12 מטר וגובה 28.5 מטר, שבתחתיתו דיסקה בקוטר 19 מטר וגובה 2.5 מטר (בנוסף לגובה הגליל). המצופה עשוי בטון בעובי דופן 250 מ"מ, עובי סיפון 400 מ"מ ועובי תחתית 1800 מ"מ. הפרמטרים הגיאומטריים נתונים בתרשים מספר 4-5. נתוני האתר תאור המבנה והעלות נתונים בטבלה מס' 1-5.

תוכננה מערכת עגינה שמתאימה לתחום העומקים 75 עד 500 מטר. המגדל תוכנן להימנעות מתהודה בתדר חליפת הלהב. מסקנת התכנון המוקדם הייתה כי הסוג הכדאי הוא מגדל מזבחה תלת רגלי עשוי פרופילים סגורים מפלדה.

הערכת העלות הכוללת, לחוות רוח בת 9 יחידות צפות בים האירי הצפוני, בעומק ים 100 מטר, היא כ- £30.1M, לתפוקה נומינלית כוללת של 12.6MW.

חלוקת העלות: 28% מערכת עגינה, 15% כבלי כוח, 10% עבודות התקנה ימיות, 19% ייצור המצופים, 18% טורבינות, 5% ניהול פרויקט ו- 5% בלתי צפויים.

בשנים האחרונות קיימת נטייה לתכנן מגדלים נושאים לטורבינות רוח מסוג מונופייל בעלי אפיון דינמי רך, כלומר, התדר העצמי היסודי של המבנה נמוך מתדרי העירור שגורמת הטורבינה (תדר סיבוב הטורבינה ותדר חליפה הלהב). תכנון כזה גורם להמצאות התדר העצמי של המבנה בתחום ספקטרום גלי הים ועשויות להתעורר בעיות תהודה והתעייפות עקב עומסי גלים.

Rogers (1998) מציג מודל דינמי להערכת מאמצים ותזוזות במגדל מונופייל עקב עומסי גלים קיצוניים. התוצאות המוצגות במאמר יכולות לסייע בשלבים יותר מתקדמים של התכנון.

Simpson et al. (1991) מציגים הערכה מחודשת לעלות אנרגית רוח ימית בבריטניה. גם ממאמר זה ניתן היה להפיק מידע משולב על תאור המבנה הנושא, תנאי האתר והערכת העלות. המידע נתון בטבלה מספר 1-5 ובתרשים מספר 5-5.

המבנה, מגדל קוני מבטון עם יסוד גרביטציה, מתנשא לגובה 90.5 מטר, מקרקעית הים בעומק 19.7 מטר עד לציר הטורבינה במפלס 70.8 מטר. בסיס הגרביטציה הינו מתומן בקוטר חוסם 23 מטר ובגובה 7 מטר. היסוד מוגן בפני חתירה על ידי תשתית אבן וחצאית שיגומים שמוחדרים לעומק 2 מטר בקרקע. המגדל נושא טורבינה בעלת רוטור בקוטר 100 מטר והספק נקוב 6MW. עלות המבנה הנושא £1.28M.

במאמר נתונים רבים הדנים בהשוואה בין טורבינות מסוגים שונים, אולם אין הרחבה לגבי המבנה הנושא.

Sinclair and Clayton (1989) מציגים סקירה כללית של עומסים סביבתיים על טורבינות רוח ימיות שכוללים כוחות גלים על המבנה, כוחות רוח על המבנה וכוחות רוח על רוטור הטורבינה. כמו כן נדונים היבטים דינמיים הקשורים לתהודות המבנה והריסון האווירודינמי. מסקנות המאמר הן:

- טורבינות בעלות שני לתבים יוצרות יותר בעיות דינמיות מטורבינות בעלות יותר משני לתבים.
- ריסון אווירודינמי המתקבל מהטורבינה הוא בסדר גודל הריסון המבני.
- כאשר מהירות הרוח מעל המהירות הנקובה כדאי לשובב את הטורבינה לכיוון הגל על מנת לשכך את תנודות המבנה שמעוררים הגלים, מבלי להפסיד הספק.
- בתכנון מבנים צפים יהיה צורך ניכר בריסון התנועה.

סקירת הדו"ח הסופי של פרוייקט OPTI OW ECS, (Ferguson (1998)

כפי שכבר צוין מחקר זה תרם רבות למידע השימושי בהקשר ליסודות הימיים ולפיכך נסקר בהרחבה בעבודה זו. הסעיפים בסוגריים מציינים את הסעיפים בדו"ח המחקר Opti OW ECS.

(3.4) מבנה תומך - בחירה מוקדמת

(3.4.1) סווג לפי קשיחות המבנה ביחס לתדר הטורבינה

התדרים המעוררים המשמעותיים הם תדר סיבוב הרוטור ותדר חליפת הלהב (תדר סיבוב הרוטור כפול מספר הלהבים). למניעת תהודה יש לתכנן כך שהתדר העצמי היסודי (התדר העצמי הנמוך ביותר) של המבנה לא יהיה קרוב לאחד מתדרים אלו.

התכנון הטיפוסי ביותר הוא מבנה קשיח-קשיח (stiff-stiff) שהוא בעל תדר עצמי יסודי גבוה מתדר חליפת הלהב (וכמובן גם מתדר סיבוב הרוטור).

בשנים האחרונות מתוכננים גם מבנים מטיפוס רך-קשיח (soft-stiff) המתוכננים בקפידה כך שהתדר העצמי היסודי יהיה גבוה מתדר סיבוב הרוטור ונמוך מתדר חליפת הלהב.

הסוג השלישי רך-רך (soft-soft) אפשרי גם הוא והשימוש בו גובר עבור טורבינות גדולות. בסוג זה התדר העצמי היסודי נמוך מתדר סיבוב הרוטור. במקרה זה יש להקפיד גם על הימנעות מתהודה עקב עמיסה מחזורית של גלי הים.

(3.4.2) סוגי יסודות למבנה מבוסס על קרקע הים

ביסוס בכלונסאות (Piled foundation)

החדרת הכלונסאות דורשת פלטפורמה ימית: דוברה צפה או פלטפורמה מתרוממת על כלונסאות (Jack-up), שעל סיפונה מנוף. ההחדרה מבוצעת בעזרת פטיש החדרה או ויברטור. כאשר הקרקע קשה דרוש ציוד קידוח.

הויברציות בפעולות החדרת הכלונסאות עשויות להזיק למכלול המכני של הטורבינה ולכן ביסוס המבנה בכלונסאות נעשה בטרם הרכבת מכלול הטורבינה.

ניתן לבסס את המגדל על כלונס בודד (monopile) או ליצור בסיס מורחב עם שרולים להחדרת מספר כלונסאות.

יסוד גרוויטציה (Gravity foundation) הוא יסוד מונח על קרקע הים, בעל משקל נטל מספיק להבטחת יציבות בפני עומסי הסביבה (גלים, רוח וזרם). בהתאם לתנאי הקרקע עשויות להידרש עבודות קרקע למניעת נטייה של המבנה כגון חפירה והנחת מצעים. אפשרות אחרת להגנה בפני חתירת הקרקע מתחת לשולי המבנה היא החדרת חצאית משיגומי פלדה (skirt) סביב היקף יסוד הגרוויטציה.

(3.4.3) הצבה באתר

קיימות שתי שיטות עיקריות לשינוע והצבת המבנה על קרקע הים באתר. הנפה – מנוף ימי גדול על פלטפורמה צפה או פלטפורמה מתרוממת על עמודים (Jack-up) מניף את המבנה ומציבו במקומו על קרקע הים. שינוע המבנה לאתר נעשה על סיפון דוברה נגרת או אונייה. שיטה זו זולה ופשוטה אם זמינים באזור מנופים בגודל מתאים.

(3.4.4) הצבה בציפה וטיבוע

המבנה מתוכנן כך שיהיה בעל יכולת ציפה עצמית ויציבות מספקת לגרירה לאתר. בדרך כלל יידרשו מכלי ציפה נוספים מעבר לחלל הדרוש לייצוב הביסוס על הקרקע. ניתן גם להצמיד למבנה מכלי ציפה זמניים שאינם חלק אינטגרלי מהמבנה. המבנה מטובע באתר באופן מבוקר ע"י מילוי תאי הציפה במים.

(3.4.5) מבנה המגדל

המחקר מונה שני סוגים של מבנה המגדל:

אלמנט בודד (monotower) גוף גלילי או קוני המנשא מהיסוד שעל קרקע הים ועד למכלול הטורבינה.

מבנה רב אלמנטים (braced/lattice tower, multi-element tower)

(3.4.6) חומרים

חומרי הבנייה האפשריים הם בעיקר פלדה או בטון מזוין. הפלדה קשיחה וחזקה בערך פי ארבע מהבטון המזוין ביחס למסה, ולכן מבנה פלדה יהיה קל בתרבה ממבנה בטון. למשקל חשיבות רבה בפעולות השינוע וההצבה באתר.

3.4.7) סוג המבנה

לפי החלופות למבנה המגדל, סוג היסוד והביסוס, ושיטת ההצבה באתר שהוצגו בסעיפים הקודמים, ניתן למנות 8 טיפוסים כלליים של מבנה תומך לטורבינת רוח ימית לפי הצירופים השונים של:

סוג מבנה מגדל עמוד בודד (Mono-Tower) או מבנה מסבך (Braced/Lattice Tower).

סוג היסוד מבוסס על כלונסאות (Piled) או מבוסס על יסוד גרביטציה (Gravity).

שיטת הצבה באתר בהנפה (Lifted) בהצפה ושיקוע (Floated).

דו"ח המחקר מפרט יתרונות ותכונות של ארבעת הטיפוסים הבסיסיים (לפני הסיווג לשיטת הצבה) מבחינת: תכנון, בנייה, הצבה באתר, ופירוק מהאתר.

3.5) חיבור רשת ותצורת החווה

באופן כללי אין הבדלים עקרוניים בחיבור לרשת ותצורת החווה בין חווה יבשתית וימית.

3.5.1) חיבור רשת

לרשת AC קשיים הכרוכים בכבלים תלת פאזיים והפסדי קיבוליות. לעומת זאת ברשת DC עלויות נוספות של ממירים. החלטה בין שתי האפשרויות צריכה להיות ספציפית לפרוייקט מסוים. באופן גס רשת AC עדיפה כאשר המרחק לחוף קטן מכ- 60 ק"מ. לאיסוף הספק בין התחנות בחווה, עדיפה בדרך כלל רשת AC כיוון שדרושה הגברת מתח לפני ההולכה לחוף.

3.5.2) תצורת החווה

סידור התחנות בחווה נעשה בדרך כלל בקו או ברשת מלבנית. המרווח בין טורבינות רצוי שיהיה גדול מהמרווח הטיפוסי בחוות יבשתיות שהוא: 3-4 קטרי רוטור, בניצב לרוח השגריתית, ו- 8-10 קטרים בכיוון מקביל לכיוון הרוח השגריתית. זאת כיוון שהעקבה מתפזרת יותר לאט מעל הים מאשר מעל היבשה, וכיוון שאילוצי השטח בדרך כלל פחות משמעותיים בים. בעיית הרעש גם היא פחות קריטית בים אולם יש לתת את הדעת לבעיית התדמית הויזואלית.

3.6) תפעול ותחזוקה

תפעול ותחזוקה מהווה מרכיב חשוב ביותר בעלות חווה ימית. מרוב המחקרים עולה כי עלות תפעול ותחזוקה (Operation & Maintenance, O&M) נעים בין 1.5% ל- 3% מההשקעה הכוללת. זמן החיים הארוך יותר של חוות ימיות גורם לכך שתפעול ותחזוקה יוסיפו עד כ- 30% למחירי האנרגיה. לכן יש חשיבות רבה למציאת דרכים להפחתת עלויות תפעול ותחזוקת חוות רוח ימיות. צפוי כי חוות ימיות יהיו יותר גדולות ויכילו טורבינות יותר גדולות מאלה שבשימוש הנוכחי בחוות יבשתיות.

יש לקחת בחשבון תקופות אי יכולת גישה בספינה או מסוק לחווה הימית.

עקב העלויות הגבוהות של אחזקה בים כדאי להשתמש באלמנטים עם אמינות מוכחת לאורך זמן הדורשים אחזקה מינימלית.

(3.7) שיקולים דינמיים

בשנים האחרונות הובילה אופטימיזציה של המבנה לתכנון מגדלים בעלי תדרים עצמיים יותר נמוכים מסוג soft-stiff ואפילו soft-soft (ראה סעיף 3.4.1). התדר העצמי היסודי של מגדלים יבשתיים מסוג soft-stiff נע בין כ- 1Hz למגדלים בגובה כ- 33 מטר, לבין כ- 0.4Hz למגדלים בגובה כ- 73 מטר. למגדלים יבשתיים מסוג soft-soft תדר עצמי יסודי בשיעור כ- 0.5Hz כאשר הגובה כ- 45 מטר, וכ- 0.3Hz כאשר הגובה כ- 80 מטר. עומס הגלים גורם לכך שמגדלים ימיים מתוכננים בתחום יותר קשיח כיוון שצפיפות האנרגיה של גלי הים משמעותית בין כ- 0.04Hz לבין כ- 0.5Hz קיימים קשרים הדדיים ואינטראקציות דינמיות בין להבי הרוטור והמגדל. באופן כללי, מבחינה דינמית, מבנה יותר רך ויותר קל יגרום לריסון אווירודינמי יותר גדול. לריסון האווירודינמי חשיבות רבה כיוון שהוא עשוי להיות גדול פי כמה מהריסון המבני.

(3.8) בחירת מבנה תומך

לאור שיקולי הבחירה המוקדמת נבחרו לחקירה יותר מורחבת שלושה שילובים של: תצורת מבנה, יסוד, שיטת התקנה ואתר.

(1) מגדל סריג (Lattice tower) עם יסוד גרוויטציה מותקן בהצפה ושיקוע באתר Ijmuiden בהולנד (מסומן במחקר NL-5).

האתר מרוחק 50 ק"מ מהחוף. הרוח המוערכת הממוצעת השנתית בגובה 60 מטר: 9.5 מטר לשניה. עומק המים 25 מטר. עוצמת הרוח הקיצונית הממוצעת 41.5 מטר לשניה. גובה גל התכן המרבי (Hmax) 15.4 מטר. גובה היערמות מים בסערה 2.5 מטר ואמפליטודת גאות ושפל 0.75 מטר.

(2) מגדל עמוד בודד (Mono tower) עם יסוד גרוויטציה מותקן בהצפה ושיקוע, באתר Bletinge בשוודיה (מסומן במחקר S-1).

האתר מרוחק 7 ק"מ מהחוף. הרוח המוערכת הממוצעת השנתית בגובה 60 מטר: 8.4 מטר לשניה. עומק המים 15 מטר. עוצמת הרוח הקיצונית הממוצעת 43 מטר לשניה. גובה גל התכן המרבי (Hmax) 10.1 מטר. גובה היערמות מים בסערה 2 מטר ואמפליטודת גאות ושפל 0 מטר. עובי קרח לתכנון 0.6 מטר.

(3) מגדל עמוד בודד עם יסוד כלונס, מותקן בהצפה או בהנפה, באתר Ijmuiden בהולנד (מסומן במחקר NL-1).

האתר מרוחק 8 ק"מ מהחוף. הרוח המוערכת הממוצעת השנתית בגובה 60 מטר: 9 מטר לשניה. עומק המים 15 מטר. עוצמת הרוח הקיצונית הממוצעת 41.5 מטר לשניה. גובה גל התכן המירבי (H_{max}) 11.7 מטר. גובה היערמות מים בסערה 3 מטר ואמפליטודת גיאות ושפל 1 מטר.

(4) פיתוח שיטות ורעיונות

(4.3) מבנה תומך והתקנה באתר

(4.3.1) כללי

בוצעה חקירה נוספת לשלושה סוגי מבנה כפי שתואר בסעיף (3.8).

למגדל המסבך אפיון דינמי מסוג קשיח-קשיח (Stiff-Stiff). למגדל העמוד אפיון מסוג רך-קשיח (Soft-Stiff) או רך-רך (Soft-Soft), כתלות בקשיחות הבסיס.

(4.3.2) מגדל מסבך מותקן בציפה

תוכנן מגדל מסבך לתמיכת טורבינה בעלת הספק נקוב 3MW ברוח 13.9m/s , בעלת רוטור בקוטר 80 מטר. המגדל תוכנן לתנאי אתר NL-5 בים הצפוני (ראה טבלה 5-1). המבנה מסבך פלדה בעל בסיס תלת רגלי (טריפוד). כל רגל מבוססת על דיסקת בטון בקוטר 9 מטר ומשקל כ- 330 טון (משקל כולל של היסוד 1000 טון). גובה המגדל מקרקע הים לציר הטורבינה 80.7 מטר ורוחב הבסיס (בין מרכזי היסודות) 50 מטר. הפרמטרים הגיאומטריים נתונים גם בציור 5-6.

למגדל המסבך אפיון קשיח-קשיח ולכן הגבר דינמי של כוחות גלים הינו מזערי.

הדו"ח מציג שיטה מעשית ויצירתית לשינוע והצבת המגדל באתר בעזרת שלושה מצופי עזר שמותקנים בצמוד, מעל לבסיס הגרביטציה של המגדל, לצורך שינוע בציפה לאתר. לאחר ההגעה לאתר מורד המגדל ע"י כננות שמשחררות את בסיסי המגדל מטה מהמצופים.

הדו"ח מציין כי הבעייתיות העיקרית בסוג זה של מגדל היא בתגובה הדינמית הקשיחה, שעקב ריסון אורודינמי נמוך עשויה לגרום הגברים גדולים לעומסים אורודינמיים שייצרו בעיית התעייפות (Fatigue).

עם זאת אנליזה שבוצעה הראתה כי ניתן להגיע לתכנון שיבטיח אורך חיים רצוי והפתרון בהחלט ישים. למגדל זה יתרון ברגישותו הנמוכה לתנאי קרקע.

(4.3.3) מגדל עמוד עם יסוד גרביטציה מותקן בציפה

חלופה שניה שנבדקה ברמת תכנון השוואתי היא מגדל גלילי או קוני מבטון שתוכן לתנאי אתר S-1 (ראה טבלה 5-1). גובה המגדל מקרקע הים עד ציר הטורבינה (Nacelle) 63.3 מטר, קוטר היסוד 25 מטר ומשקל היסוד 3000 טון. ראוי לציין כי משקל היסוד של מגדל זה פי שלוש מזה

של מגדל המסבך מפלדה, למרות שהמסבך יותר גבוה ותוכנן לאתר יותר סוער ועמוק. המשקל הנמוך של יסוד מגדל הפלדה נובע מהבסיס התלת רגלי (טריפוד) הרחב.

מיכל היסוד עשוי בטון או פלדה וממולא בחומר נטל כגון חול, בטון או סלעים. למגדל זה תדר עצמי יסודי 0.5 הרץ ועבור תדר הרוטור 19 סל"ד (0.33 הרץ) מתנהג המגדל באופן רך-קשיח. יסוד הגרביטציה מאפשר בניית כל המגדל במבדוק יבש או צף כולל התקנת הטורבינה, השקה וגרירה לאתר בציפה בעזרת מצופי עזר.

למגדל הקוני מוצע מצוף עזר בצורת קטמון שנושא את המגדל בין שני גופי הציפה. למגדל זה, למרות שהינו ישים פוטנציאלית, בעיה של עומסים אנכיים ניכרים, כאשר עובר גל מעל ליסוד הגדול, שגורמים לצורך ביסוס כבד. משקל היסוד, פרט לעלות החומר, מגדיל מאוד את עלות העבודות הימיות.

סדרת אנליזות הראתה כי למרות שסוג זה רגיש להתעייפות, ניתן לתכננו לתנאים הדרושים למשך חיים נתון.

(4.3.4) מונופייל

החלופה השלישית שנבדקה היא מגדל גלילי או קוני מבוסס על כלונס בודד שמוחדר לקרקע. מגדל זה תוכנן לאתר NL-1 בים הצפוני (ראה טבלה 1-5), בעומק ים 20 מטר. בחלופה זו מוחדר תחילה כלונס לקרקע שבולט מעל קרקע בים ואז מותקן מעליו המגדל המוכן, בהנפה או בציפה.

גובה המגדל 79 מטר, מקרקע הים למכלול הטורבינה. קוטר המגדל כ- 2.8 מטר ועומק התדרת הכלונס בקרקע כ- 25 מטר. מגדל זה תוכנן להתנהגות דינמית רך-רך עם זמן מחזור עצמי ראשון של 3.5 שניות, או רך-קשיח עם זמן מחזור עצמי של 2.8 שניות. יש לציין את הדיוק הגבוה באנליזה הדינמית הנדרש באפיון הרך-קשיח. בהתחשב בכך שבבעיה הדינמית מעורבים תנאי ריתום שתלויים בתכונות הקרקע, לא קל להשיג דיוק זה.

להתנהגות הדינמית מסוג רך-רך יתרון גדול בהקניית ריסון אוירודינמי גבוה. למגדל הרך-קשיח דרושים קוטר ועובי דופן יותר גדולים. חיבור המגדל לכלונס נעשה בעזרת צינור פנימי (פין) שמורד מתוך המגדל אל תוך הכלונס, לאחר שהשניים מובאים למצב משיק בהנפה או בהצפה של המגדל מעל הכלונס שהוחדר לקרקעית. הפין מחזיק את המגדל זמנית ואז יוצקים טבעת בטון סביב הפין בין הכלונס למגדל. מרווח בין הפין למגדל מאפשר תיקון הטיה שעשויה להיווצר בהתדרת הכלונס.

ניתן להוסיף זוג אוגנים (flanges) בתחתית המגדל, שיאפשרו הסרת המגדל בעת הצורך. לאחר הסרת המגדל יהיה צורך לחתוך את הכלונס בסמוך לקרקע בחיתוך תת ימי, למשל בעזרת מסור יהלום.

לאחרים שנבדקו בפרוייקט Opti OWECs הוכתר מגדל המונופייל כבעל הפוטנציאל הגבוה ביותר מהחלופות שנבדקו. האפיון הרך-רך מציע מחד עמידות משופרת בהתעייפות שמעוררים עומסים אוירודינמיים ומאידך הגדלת הסיכון לנזק מעומסים הידרודינמיים (גלים), עקב המצאות התדר העצמי היסודי בתחום ספקטרום גלי הים.

מדו"ת המחקר Opti OW ECS הופקו נתונים טכניים ונתוני אתר על עוד שלושה תכנונים ראשוניים של מגדלים נושאים ימיים. נתונים אלו מסוכמים בטבלה 5-1 ובתרשימים 5-6, 5-7 ו-5-8. הערכת עלות נתונה רק עבור המגדל מסוג מונופייל שהוא התכנון האופטימלי שנבחר בפרוייקט Opti OW ECS.

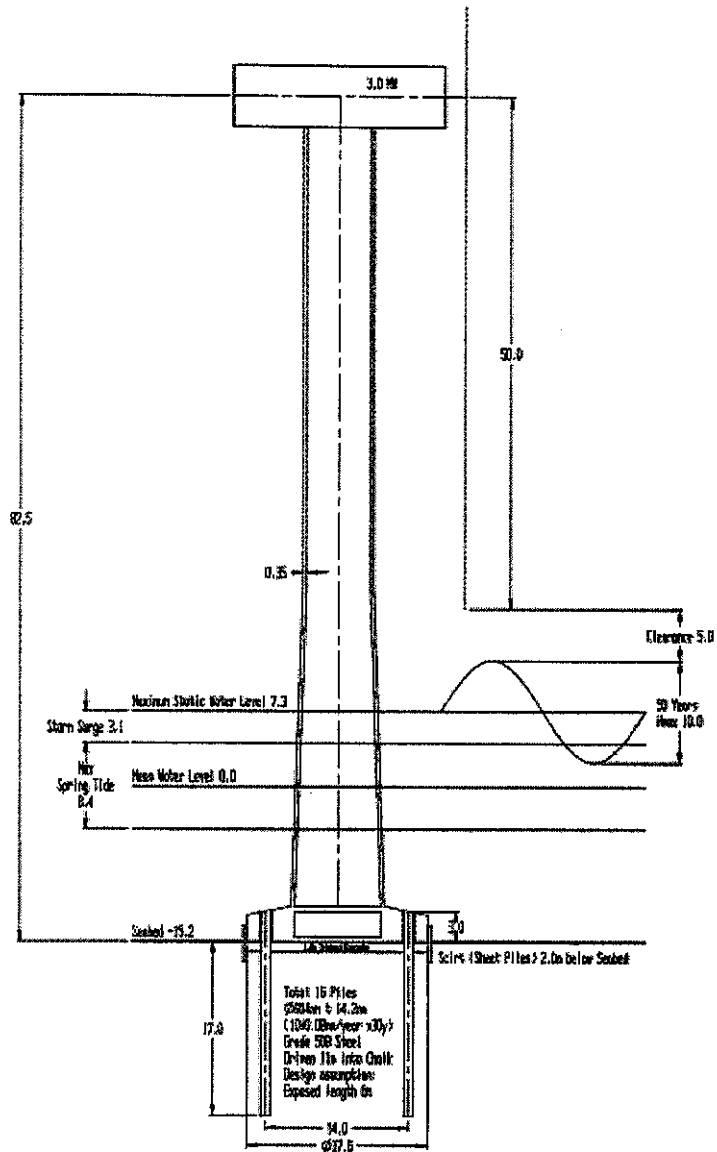


Figure 5-1 - North Sea,
Lincolnshire coast
(Jully C. K. 1966)
Scale 1:500

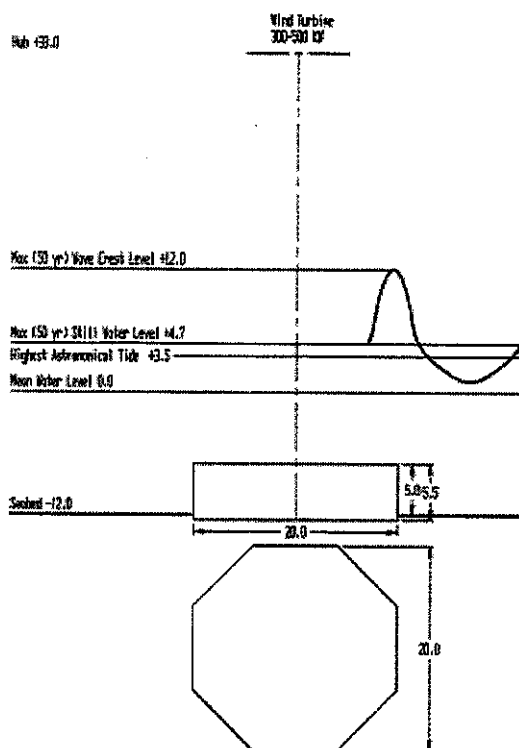


Figure S-2 - England,
East coast
(Horgan C A 1994)
Scale 1:500

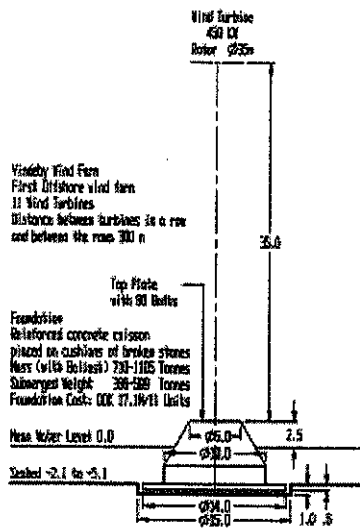


Figure 5-3 - Denemark,
 Vindby
 (Dinsen & Dyre 1993)
 Scale 1:500

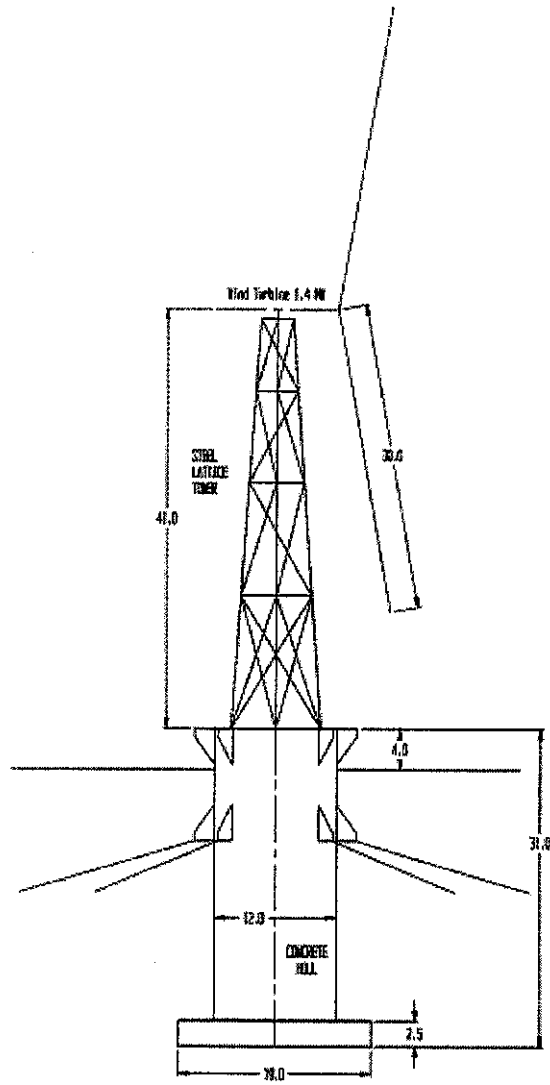
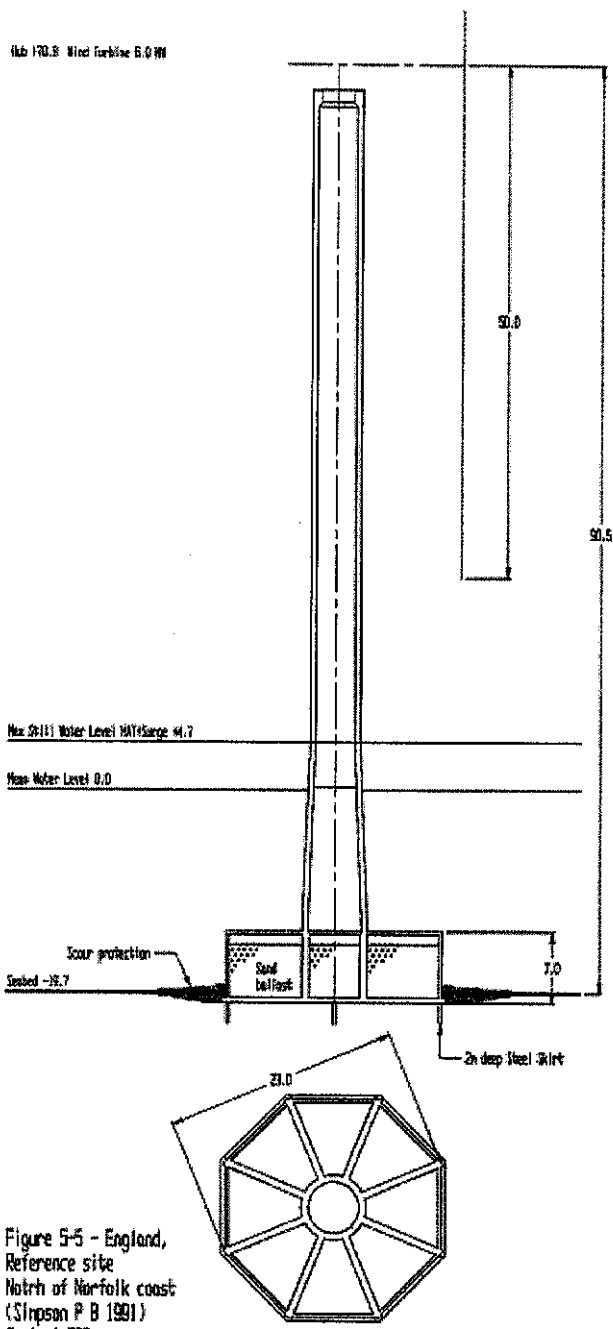


Figure 5-4 - FLOAT
 Reference site
 Northern Irish Sea
 (Tong K. C., 1998)
 Scale 1:500



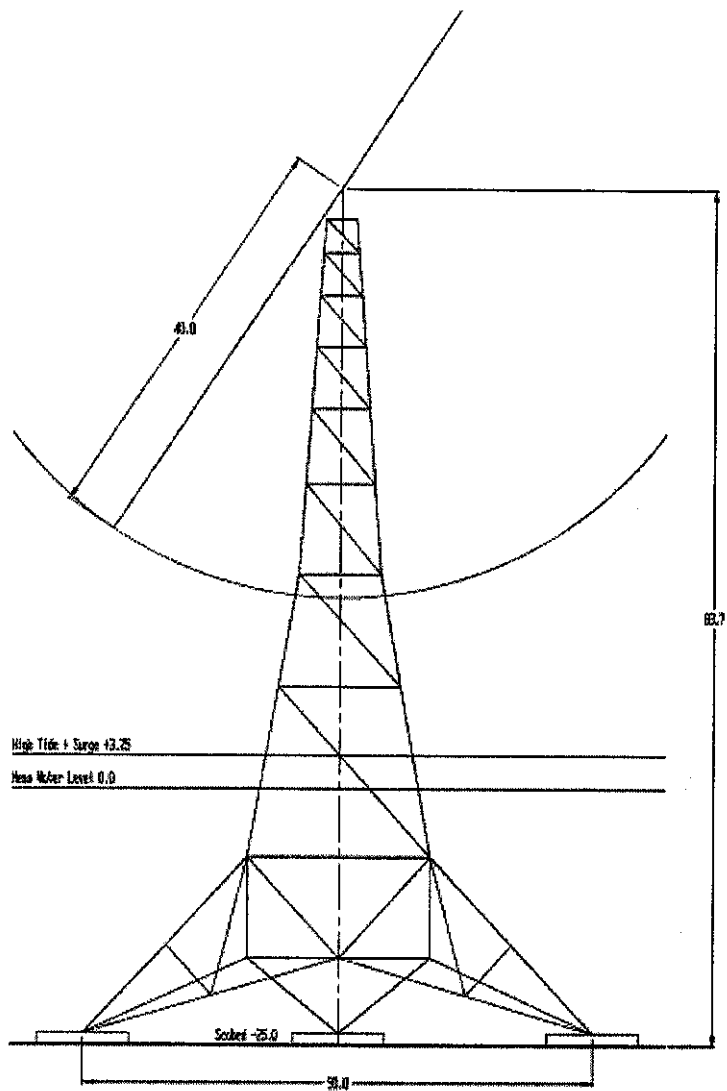


Figure 5-6 -
Reference site:
North Sea IJmuiden
(Opti DMEES NE-S)
Scale 1:500

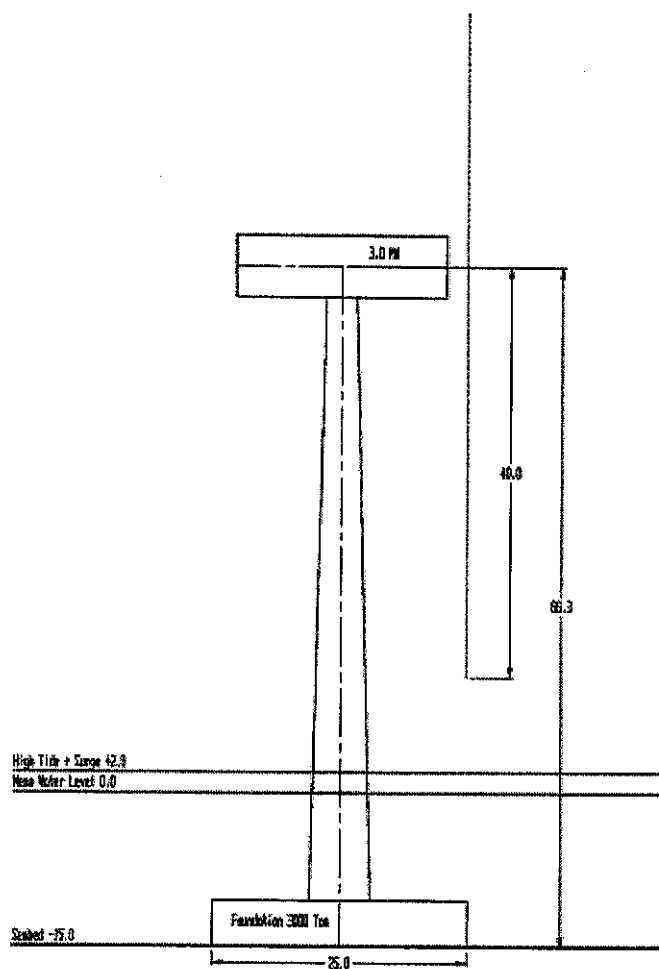


Figure 5-7 -
Reference site:
Blekinge Sweden
(Opti) ENECS S-1)
Scale 1:500

Table 5-1a

Location	Generator	Site characteristics	Tower & Foundation	Cost
North Sea, Lincolnshire coast Jully (1986)	3.0 MW Diameter of blades 100.0m Hub at 82.5m above seabed (5.0m clearance of blades above highest possible sea state)	Highest spring tidal range 8.4m Maximum storm surge 2.5m Maximum pressure storm surge 0.6m Mid water depth 15.2m Highest possible static water depth 22.5m Maximum current 1.25m/s 50 years wave Hmax 10.0m 11sec Hs 4.5m Breaking wave height 8.3m at 11.0m depth, 10.0m at 12.4m depth Mean wind 7.0m/s at 10.0m above sea level, 8.05m/s at hub height Maximum 42.0m/s at +10.0, 48.3 at hub Soil from seabed: sandy gravel 1.0m, boulder clay 5.0m, weathered chalk grade 4 2.0m, transition 2.0m, unweathered chalk grade 1 190.0m	Piled foundation concrete tower (see Figure 1) Controlling the natural frequency to avoid resonance with the pulsating wind thrust (blade passing frequency P)	Installation of Single Unit: £ 2304 / kW 20 Units: £ 1937 / kW (main sources of saving: blade manufacturing and grid connection)
Chapel Point, East coast of England, 4.5 Km offshore (Morgan C. A. 1994)	300-500 KW	Levels from Seabed: Mean Sea Level (MSL) 12.0m Highest Astronomical Tide (HAT) 15.5m 50 year max Still Water Level 16.7m 50 yr wave crest level at max SWL 24.0m Wind (35m above MSL) 50 Year 3 sec gust 50 m/s Maximum operating gust 38 m/s Boulders bank till (silty clay with gravel) overlaid with patches of sand and gravel less than 1m thick.	Reinforced concrete caisson (See Figure 2).	Total cost £ 4.0 M Data collection, analysis, site survey, design, project management, 15% Support structure 30% Wind turbine 11% Submarine cable 27% Electrical system, grid connection, control & monitoring systems 12% Commissioning operation & maintenance 5%

Table 5-1b

Location	Generator	Site characteristics	Tower & Foundation	Cost
Denemark, Vindeby (Olsen & Dyre 1993)	450 KW Diameter of blades 35.0m Hub at 37.5m above mean sea level	Water depth 2.1 to 5.1m, shortest distance to shore 1500 m. 10 to 20 cm of sand above 10 m thick boulder clay layer.	Reinforced concrete caisson placed on cushions of broken stones (See Figure 3).	M DDK / 11 Units Foundation 17.1 Turbines 31.3 Transportation 4.2 Sea Cables 9.3 Cables on land 2.4 Switch-gear 2.7 Transformer 1.0 Service vessel 1.0 Others 7.2 Total 76.2
Reference site: Northern Irish Sea (Tong K C 1998)	1.4 MW	Water Depth 100 m. Survival: 50 years design wave Hs 8.0m Hub Height Wind 40 m/s Operating: Significant wave Hs 4.0m Hub Height Wind 26 m/s	Floating Concrete Hull, Steel Lattice Tower (See Figure 4).	Total cost of 9 Units Farm £ 30.1 M (12.6 MW) Project management, 5% Buoy Fabrication 19% Wind turbine 18% Power cables 15% Mooring systems 28% Offshore Installation 10% Contingency 5%
Reference site: England, North of Norfolk coast (Simpson P B 1991)	6.0 MW	Max Still Water Level HAT+Surge 24.4 m from seabed.	Reinforced concrete caisson (See Figure 5). Gravity structure.	Machine related capital costs: Rotor £ 1.425 M Support Struct. £ 1.279 M

Table 5-1c

Location	Generator	Site characteristics	Tower & Foundation	Cost
Reference site: North Sea Ijmuiden (Opti OWECs NL-5)	3.0 MW	Water Depth 25m Annual Mean Wind 9.5 m/s Distance from Shore 50 km Extreme Mean Wind at 60m 41.5 m/s Wave Height and Period: 10 Years Hmax 13.8m, 11.8s 50 Years Hmax 15.4m, 12.5s (Design Wave) 100 Years Hmax 16.0m, 12.7s Surge 2.5m Tide amplitude 0.75m	Gravity Based Steel Lattice Tower (See Figure 6). Stiff-Stiff dynamic characteristic	-
Reference site: Blekinge Sweden (Opti OWECs S-1)	3.0 MW	Water Depth 15m Annual Mean Wind 8.4 m/s Distance from Shore 7 km Extreme Mean Wind at 60m 43 m/s Design Wave Height Hmax 10.1m Surge 2m Tide amplitude 0m Design Ice Thickness 0.6m	Gravity Based Mono-Tower (See Figure 7). Soft-Stiff dynamic characteristic	
Reference site: North Sea Ijmuiden (Opti OWECs NL-1)	3.0 MW	Water Depth 15m Annual Mean Wind 9.0 m/s Distance from Shore 8 km Extreme Mean Wind at 60m 41.5 m/s Design Wave Height Hmax 11.7m Surge 3m Tide amplitude 1m	Mono-Pile Pile Based Mono-Tower (See Figure 8). Soft-Soft dynamic characteristic	Per 100 Units of 3MW Each Wind Turbine 170 MECU Support Structure and Installation 118 MECU Offshore Grid 77 MECU Proj. Manag. 7 MECU Tot Capital Cost 372 MECU O & M per Year 9 MECU Economic Lifetime 20Y years Real Interest Rate 5% Levelized Production Cost (LPC) 5.1 ECUct / kWh

Table 5-2

From: Offshore Wind Energy Conversion Systems (OWECS)

By L. A. Killar, P. H. Stiller, D. F. Anacona

American Institute of Aeronautics and Astronautics (1979)

A Study funded by the United States Department of Energy

Baseline Parameters	Atlantic Coast of the United States	
Water Depth	500 Ft	152.4 m
Mean Wind Speed	15 Knots	7.7 m/s
Maximum Wind Speed	80 Knots	41.1 m/s
Maximum Wave Height	100 Ft	30.5 m
Maximum Surface Current	3.55 Knots	1.8 m/s
Distance from Shore	100 Mile	

Wind Turbine Generator (WTG)

Marinized to survive corrosive effects of salty moisture-laden air

30 Year or more life

The Optimum System for the Baseline conditions

WTG	10 MVA	350 Ft Rotor	107 m
Horizontal Axis			
Tension Moor Platforms			

Power and Cost

550 MVA Offshore	
500 MVA at Shore Terminal	
Capital Cost	\$ 1376.6 per KW delivered to shore
	\$ Million 688.3 per 500 MWatt System
Effective capacity factor (Plant factor)	0.322
Annual Energy Production	1411 GWH

Breakdown of Installed Cost	\$ Million	% of Total
WTG Plants	368.7	53.6
Platforms	210.7	30.6
Cable	88.3	12.8
Substation:	20.5	3.0
Total	688.2	100.0
Annual Operation & Maintenance	13.9	

Fixed Charge Rate (FCR) 16% Of Total Installed Cost

BusBar Energy Cost:

$$\frac{\text{FCR} \times \text{Total Installed Cost} + \text{Annual O\&M}}{\text{Annual Energy Production}}$$

BBEC

87.9 \$ Mills/MWh

Table 5-3

Optimum WTG Plant Design Parameters and First Unit Delivered Costs for Baseline Conditions				
Parameter	Shallow Water		Deep Water	
	HAWTG	VAWTG	HAWTG	VAWTG
Rotor Diameter [Ft]	300.00	250.00	350.00	250.00
Rotor Diameter [m]	91.46	76.22	106.71	76.22
Annual Output GWH	22.40	14.54	27.83	14.54
Rated Power [MW]	10.00	10.00	10.00	10.00
Horizontal Force [KIPS]	712.00	749.00	943.00	749.00
Horizontal Force [Ton]	322.90	339.68	427.66	339.68
Rotor Speed [RPM]	27.70	24.80	21.70	24.80
Plant Factor [%]	25.57	16.60	31.77	16.60
Plant Cost [Million \$]	4.45	5.68	6.06	5.68

Table 5-4

Area	Mean Wind Knots	Max Sustained Wind (100 Year)	Max Wave Feet	Max Current Knots	Typical BBEC Mills/MWh
West Coast	8.0-16.0	70- 92	95-110	0.4-1.3	64
S. Alaska	10.0-18.5	95-110	110-125	0.4-1.5	69
Alcutain Islands	12.0-18.0	95-113	100-130	0.3-1.0	73
Northeast Coast	8.0-15.5	90-125	100-160	0.4-2.2	102
Gulf Coast	8.0-13.0	90-135	95-120	0.4-1.8	134
Hawaiian Islands	8.0-12.0	80- 95	75-110	0.4-1.4	152
Southwest Coast	7.0-11.0	65- 82	75-100	0.3-1.9	155
Southeast Coast	8.0-15.5	105-160	100-165	0.5-3.5	176
Puerto Rico & Virgin Is.	8.0- 9.5			0.5-0.8	322

Tables 5-3 & 5-4

From: Offshore Wind Energy Conversion Systems (OWECS)

By L. A. Killar, P. H. Stiller, D. F. Anacona

American Institute of Aeronautics and Astronautics (1979)

A Study funded by the United States Department of Energy

6. היבטים תשמליים וחיבור לרשת היבשתית באתרים ימיים

6.1 מבוא

חוות רוח בים שונות מתוות רוח ביבשה:

- טורבינות הרוח הן גדולות יותר (2MW כיום עם צפי לט"ר בנות 5MW).
- סביבה "עוינת" יותר.
- מרחבים קטנים יותר להתקנת המתקנים.
- זמן ממושך יותר לתיקון תקלות.
- מרחקים גדולים לנקודת החיבור לרשת.

כתוצאה מכך, חיבור הטורבינות לרשת דורש התייחסות מיוחדת בשלושה נושאים עיקריים:

- א. אמינות וזמינות ציוד רשת החיבור כתוצאה מהסביבה העוינת והקושי באחזקה שוטפת ובתיקון הציוד.
- ב. תכנון מערכת החשמל והבקרה בין הטורבינות עצמן ובין החווה לנקודת החיבור בחוף, תוך התחשבות בקשיי הנגישות והצורך באמינות וזמינות מירבית.
- ג. עלות החיבור כדי להקטין את העלויות הגבוהות ממילא של הטורבינות ותהליך ההקמה.

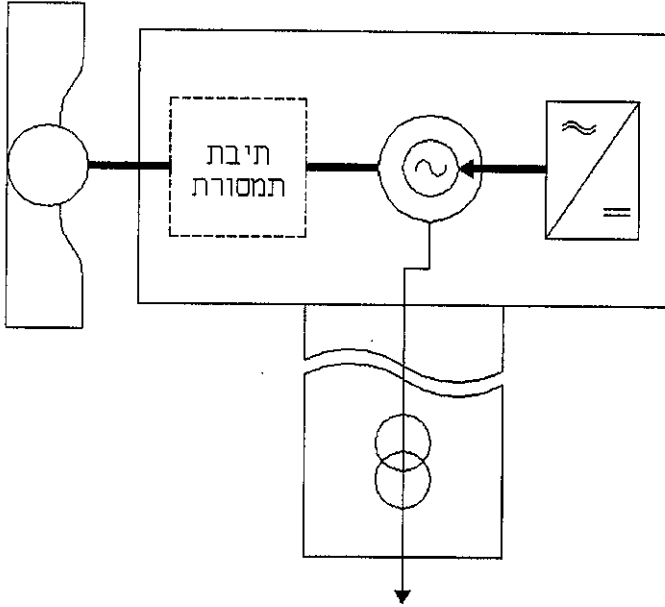
פרטים על נושא החיבור החשמלי של חוות רוח באתרים ימיים מופיעים אצל Vaahed et al. (1986), Gardner et al. (1998), Grainger and Jenkins (1998), Dahlgren et al. (2000).

6.2 סוג הגנרטור

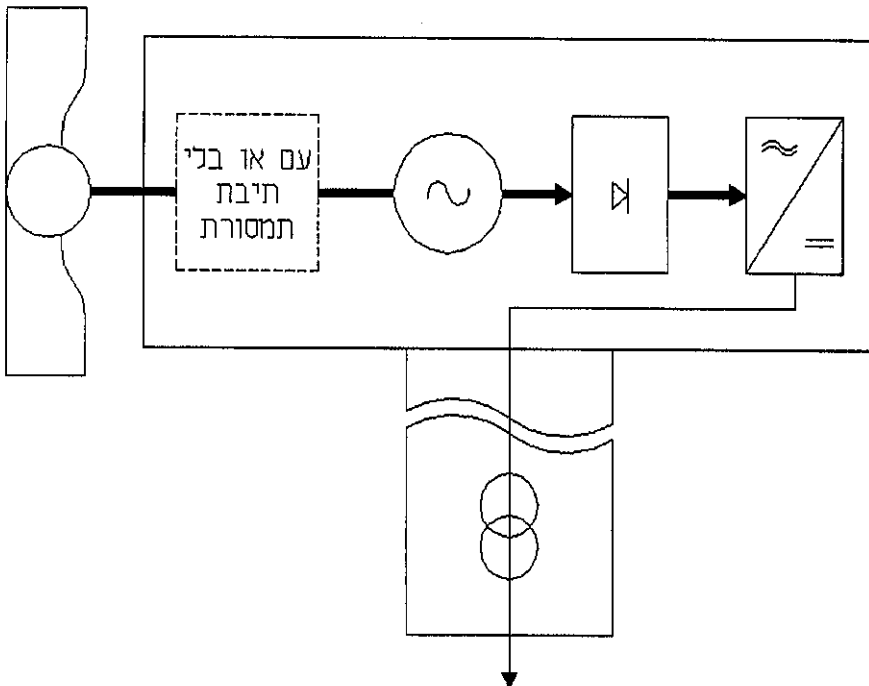
טורבינות הרוח המיועדות לעבודה בים תהיינה בעלות "ציר הנע רך" דהיינו בעלות משטר עבודה המאפשר סיבובים משתנים. לכן סוגי הגנרטורים האפשריים יהיו:

- גנרטור א-סינכרוני רוטור מלופף עם ערור חיצוני (AC).
- גנרטור סינכרוני עם מישר ואינברטר (AC/DC/AC).
- גנרטור סינכרוני מגנט קבוע עם מישר למתח גבוה (AC/HVDC).

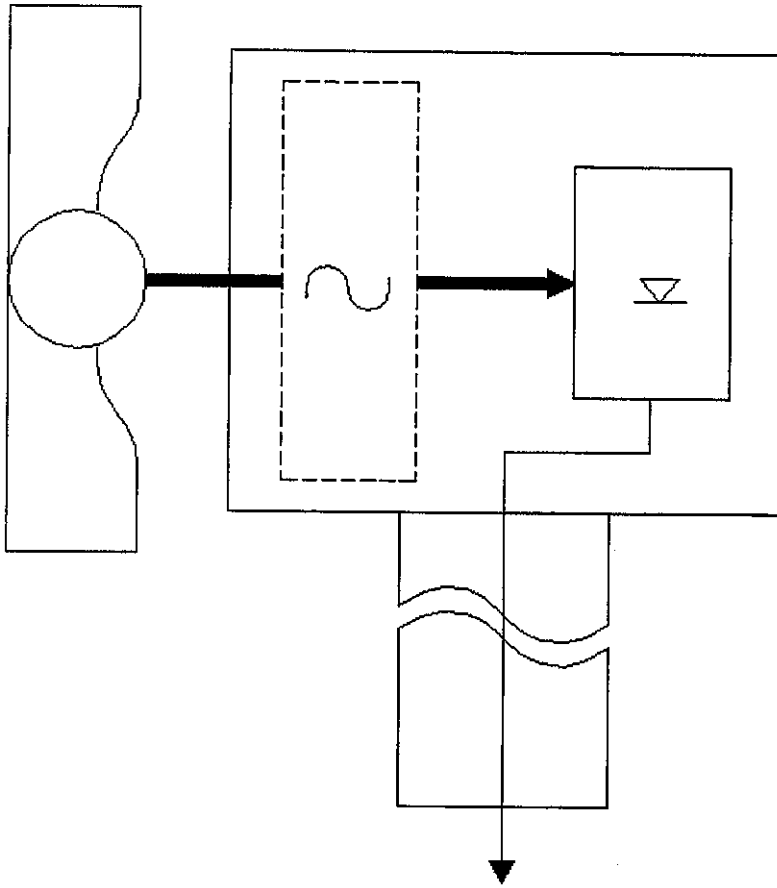
א. גנרטור א-סינכרוני עם רוטור מלופף (AC)



ב. גנרטור סינכרוני עם מישר ואינורטר (AC/DC/AC)

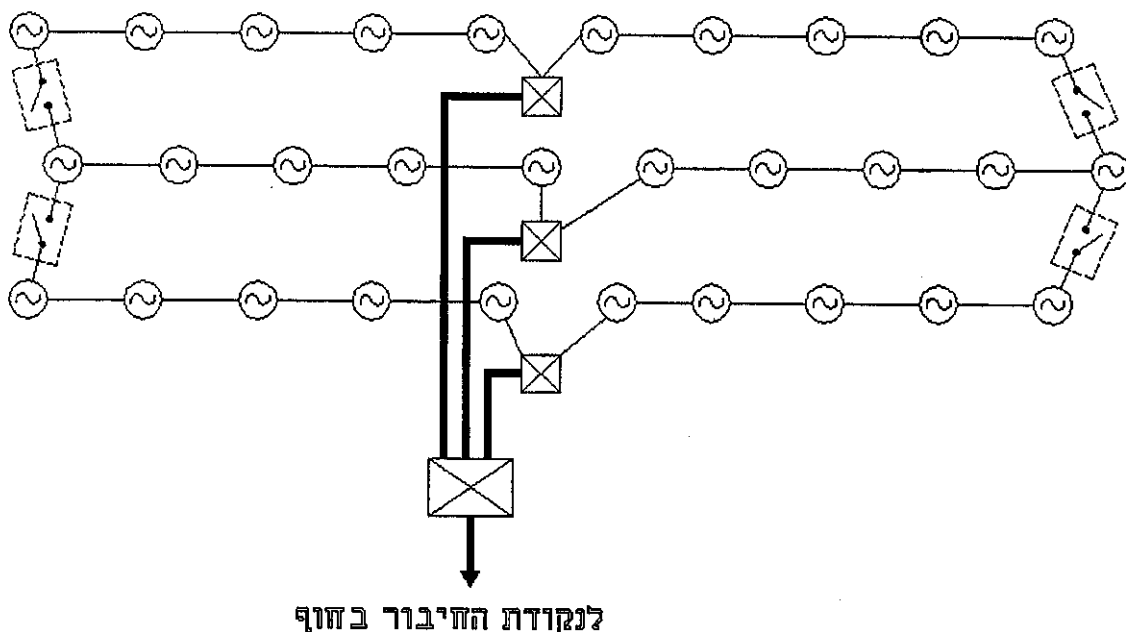


ג. גרטר סינכרוני מגנט קבוע עם מישר למתח גבוה (AC/HVDC)



6.3 מערכת החשמל בתוך החווה

תכנון מערכת החשמל בתוך החווה אשר תחבר את כל הטורבינות בחווה לקו המוליך אל נקודת החיבור בחוף, מצריך מחשבה נוספת ולא שגרתית. ביבשה מערכת החשמל נקבעת ע"י המגבלות הפיזיות והתכסית של האתר, הדרכים ומיקום תחנת ההשנאה הקיימת. בים יש מרחב תמרון רחב מאד (כמעט חסר מגבלות) אבל בעל דרישות גדולות יותר בתחום האמינות והזמינות של הטורבינות והזמן לתיקון תקלה (הקשור בעקר למזג האוויר ולגלי הים). לגבי כל חווה כדאי יהיה לבחון את אופן החיבור בין הטורבינות באופן ספציפי, בהתאם למבנה החווה, סוג הגנרטור ומתחו. חישובי אמינות של מעגלי טבעת (עם מתוג) המשולבים במעגלים רדיאליים (ראה שרטוט) יקבעו כנראה את הפתרון האופטימלי:



6.4 חיבור החווה לחוף

אופן חיבור החווה לחוף יקבע בהתאם לגודל החווה והמרחק עד לנקודת החיבור.

מסרה א'

עבור חווה בהספק בינוני (עד כ-30 מגווי"ט), מרחק של עד כ-30 ק"מ לנקודת החיבור, ניתן להוביל את האנרגיה בכבלים למתח בינוני (22-33 ק"ו) לצורך התחברות לתחמ"ש מקומית.

מסרה ב'

עבור חווה בהספק גדול (מעל 30 מגווי"ט), מרחק של מעל 30 ק"מ לנקודת החיבור, יהיה צורך בהקמת תחנת השנאה למתח עליון (161 ק"ו) כדי להעביר את האנרגיה לנקודת החיבור בחוף (תחנת מתוג בדרך כלל). הקמת תחנת השנאה בלב ים הינו דבר יקר מאד, מסוכן וחסר נסיון בעולם.

6.5 ציוד החשמל

א. כבלים ימיים

כבלים ימיים הינם יותר יקרים אבל מאידך הנחתם הינה זולה יותר (אין צורך בחפירת תעלות), ואפקט הקרור של המים מאפשר הגדלת הזרם דרכם. הבעיה העיקרית בכבלים ימיים היא הקושי לתקן אותם כתוצאה מפגיעה חיצונית או תקלה חשמלית. במקרה של פגיעה בכבל יש צורך להשתמש באסדות או ספינות מיוחדות ולחכות למזג אויר מתאים, דבר אשר לא רק מייקר מאד את עלות התיקון אלא גם מגדיל באופן משמעותי את הזמן לתיקון התקלה. בדרך כלל השיטה הזולה ביותר היא להניח כבל חדש במקום הכבל הפגוע.

ב. מפסקים והגנות

חיבור של כל טורבינה למערכת החשמל צריכה לקחת בחשבון את האפשרות לבודד את הטורבינה המקולקלת בלבד ולאפשר לשאר הטורבינות להמשיך בפעולה.

לשם כך כל "יחידת חיבור" צריכה לכלול לפחות שני מפסקים ראשיים ומנתק. לנוכח הסביבה העוינת והמקום המצומצם, יהיה צורך בציווד סגור מבודד בגו (GIS) - ציווד מתאים ואמין אבל יקר.

ג. שנאים

שנאים הטובלים במיכל שמן לא מתאימים לחווה בים עקב רגישותם הרבה יותר לפריצת אש והחשש לזהום במקרה של נזילה. כמו כן מימדיהם בדרך כלל גדולים יותר. שנאים יבשים (יצוקים באפוקסי או חומר דומה) מתאימים יותר גם עקב האפשרות להיותם צרים יותר, דבר אשר יאפשר התקנה ובשעת הצורך החלפה) נוחה יותר בתוך המגדל. חסרונם הוא בהפסדים מעט גדולים יותר מאשר בשנאי שמן.

7. היבטים סביבתיים בחוות רוח בים

כפי שצוין לעיל, רבים מהמאמרים הדגישו כי בחוות רוח ימיות ישנו צמצום משמעותי של הפרעות סביבתיות (מראה, רעש, הפרעה לשידורים, בטיחות וכו'). יחד עם זאת הבעיות הסביבתיות קיימות.

בחוות הנראות מהחוף, הפגיעה החזותית הינה עדיין בעיה בעלת חשיבות רבה. במקרה זה יש מקום לשימוש באמצעי המחשה ממוחשבים כדי לקבל חוות דעת מהאוכלוסייה, ובהתאם לחוות דעת אלה לתכנן את מבנה החווה. כך למשל ב- Middelgrunden מול קופנהגן נבחר המבנה של שורה אחת של טורבינות (סה"כ 22) לאחר המחשות ובדיקת חוות הדעת של אזרחים.

הנושא על השפעת טורבינות הרוח על ציפורים זכה לתשומת לב רבה על היבשה וגם בים. Larsson (1994) מדווח כי חוות רוח שהוקמה כ- 250 מ' מחוף שוודיה לא היוותה כל סכנה לצפרים נודדות. הן הבחינו בטורבינות ושינו את מסלול תעופתן כדי לא להיתקל בהן.

Still et al. (1997) ציינו כי על סמך מחקריהם מסתבר כי חוות רוח מהוות פחות מטרד לצפרים מאשר דרכים או קווי מתח. חוות ליד הים עלולות להוות מטרד גדול יותר אם הן ממוקמות על מסלול נדידה.

לאחרונה (Windpower Monthly, June 2001) דווח כי תצפיות בחוות הרוח ב- Utgrunden בדרום שוודיה, הנמצאת במרחק 12 ק"מ מהחוף, הצביעו על כך שהצפרים הבחינו בטורבינות ונמנעו מלעוף בקרבתן. לא נרשם אפילו מקרה אחד של פגיעת ציפור בטורבינה.

גם Gaudiosi (1996) ציין כי חוות רוח אינן מהווה בעיה לצפרים במידה ואינן מוקמות קרוב למרכזי קינון. הוא גם ציין כי יסודות הטורבינות יוצרות סביבה תומכת למושבות דגים. המחבר מציין כי הפרעות רעש והפרעות לשידורי רדיו וטלוויזיה כמעט ולא קיימות. הטורבינות יכולות להוות מפגע בטיחותי לשיט, אך אמצעי התראה כמו אורות יכולים לצמצם את הסכנה למינימום.

מאמר המדגיש את חשיבות בדיקת ההיבטים האקולוגיים פורסם גם על ידי Carryer and Deeming (1998). המאמר מציין נקודות חשובות על סמך הניסיון שנרכש באסדות הנפט והגז, קווי תקשורת ימיים ועוד.

דוגמא טובה מאד לבדיקה סביבתית מוקדמת לפני הקמת חוות רוח, מוצגת בדוח שהוכן על ידי SEAS (2000) לקראת הקמת חוות רוח ב- Rodsand בדרום דנמרק. הדוח כולל היבטים של נוף, השפעה על קרקע הים, השפעת הנחת הכבלים לחוף, רעש ועוד. הדוח גם ממליץ על תכניות מעקב לבדיקת השפעות לאחר הקמת החווה.

הנתונים המטאורולוגיים משמשים לחישוב תפוקת האנרגיה של טורבינות רוח שתוצבנה באותם אתרים. החישוב בוצע עבור שלוש טורבינות מודרניות. מחושבת גם ההכנסה הכספית של טורבינה על-פי התעריפים הנהוגים היום. הכנסה זו תשווה לעלות לעלות הקמת טורבינה.

8. היבטים מנהלתיים בהקמת חוות רוח בים

כבר בשלבים מוקדמים של העניין המחודש בניצול אנרגית הרוח, פרסם Mayo (1976) מאמר שדן בהיבטים החוקיים/משפטיים של הקמת טורבינות רוח באתרים ימיים. בסוף העשור הקודם פורסמו מספר מאמרים שעסקו בהיבטים המנהלתיים השונים בעת הקמת חוות רוח באתרים ימיים בבריטניה. Jacobson (1998) עסק בהיבט של שטחי המלוכה (Crown Estate), Hickmann (1999) עסק בהיבטים משפטיים וחוזיים בחוות רוח המוקמות בים. Johns (1999) סקר בעיות של מיסוי ומימון חוות רוח אלה, ו- Trinick (1999) סקר את האישורים השונים הדרושים כדי להקים חוות רוח ימית בבריטניה.

9. סקר הספרות והתווית הדרך למחקר ההתכנות הראשוני

בפרקים הקודמים הוצג סקר ספרות מקיף של כל הנושאים וההיבטים הנוגעים להקמת חוות רוח באתרים ימיים. אלה כוללים:

סקר היסטורי

תכניות לאומיות ופרוייקטים בעולם

היבטים מטאורולוגיים

היבטים הנדסיים בקשר להקמה ואחזקה

יסודות לטורבינות באתרים ימיים

היבטים חשמליים וחיבור לרשת היבשתית

היבטים סביבתיים

היבטים מנהלתיים

הנושא של חוות רוח ימיות זכה לתשומת לב רבה ב-15 השנים האחרונות והוא הולך ותופס מקום מרכזי בניצול אנרגיית הרוח. בארצות רבות באירופה ומחוצה לה מספר האתרים היבשתיים שלא נוצלו קטן מאוד ולכן הגדלת הניצול של אנרגיית רוח דורש הקמת אתרים ימיים.

הקמת אתרים ימיים מסובכת יותר מאתרים יבשתיים. מדובר בפרוייקט יקר ובעיות נוספות שכוללות למשל: עמסי גלים, שינוע מורכב של הטורבינה לאתר, היסודות מהווים מרכיב יקר ומורכב ועוד.

הסקר הנוכחי מצביע על המורכבות של הנושא ועל הנושאים שיש לטפל בהם בעת בחינת כדאיות הקמת חוות רוח באתרים ימיים בישראל. הידע שנצבר במסגרת הסקר יבוא לביטוי בעת הערכת הכדאיות של הקמת חוות רוח באתרים ימיים בישראל שתפורט להלן.

מהירות הרוח באתר מסוים הינה כמובן הגורם הראשון במעלה הקובע את כדאיות הקמת טורבינה באותו אתר. הדרך הטובה ביותר לקבל את המידע הנ"ל הינה מדידה ישירה של מהירות הרוח באתר המסוים. הצעת המחקר הנוכחי, כפי שאושרה, לא כללה כל מדידה ממשית. הערכת פוטנציאל הרוח הייתה אמורה להתבסס על מדידות שבוצעו בעבר באתרים שונים (יבשתיים וימיים), ושימוש בכלים מדעיים קיימים (בהתבסס על אותן מדידות) כדי לבצע אבסטרפולציה ואינטרפולציה (בזמן ובמקום) עבור האחרים הרצויים. לאחר תחילת המחקר התברר כי ישנה אפשרות להשתמש במדידות מעמוד מדידה גבוה שהוקם באתר ארז והופעל לאחרונה. בנוסף, נעשה שימוש גם במדידות על המזח מול תחנת הכוח בחדרה. מדידות אלה שימשו להערכת פוטנציאל הרוח בגובה 70m באתר ימי המרוחק 2,500m מחוף ארז או חדרה.

עבור אורך החספוס מעל שטח ימי התלוי בעוצמת הרוח נלקח ערך מאפיין (ממוצע בתחום 0 - 10 מ"ש) מעבודה של Frank & Larsen (2000) בחישובים שיוצגו להלן יחושב z_0 ישירות לפי נוסחת Charnock (1955).

10.2.2 פילוג עוצמת הרוח בתחנה

התחנה הוקמה ביולי 2001. רשומת הנתונים מסתיימת באפריל 2002. לאחר בקרת הנתונים ופסילת נתונים חשודים חושבה שכיחות עוצמת הרוח ב"ארז" בגובה 18 מטר (טבלה 10.1) ובגובה 33 מטר (טבלה 10.2). ההשתנות היממתית של עוצמות הרוח ב"ארז", בשני הגבהים, מתוארת בציור 10.1. עוצמת הרוח הממוצעת, בגובה 18 מטר מגיעה ל- 4.6 מ"ש בעוד שבגובה המדידה העליון, 33 מטר, היא אינה עולה על 4.7 מ"ש. תיאורטית ניתן לצפות למצוא הפרש גדול יותר בתוצאות המדידה בשני הגבהים. ההסבר היחיד לתופעה אותו ניתן להציע הוא כדלקמן: התרומה העיקרית לעוצמת הרוח הממוצעת נובעת מהרוחות הנושבות מכיוון הים. רוחות אלו הן שילוב של אילוצים בקנה מידה סינופטי (מערכות לחצים ברומטריים בקנה מידה גדול) ואילוצים מזומטאורולוגיים (תחזורת ים-יבשה). בתקופה שבין מרס לנובמבר הפרש הטמפרטורות בין היבשה לים גדול וכתוצאה מכך האילוף המזו-סקאלרי חזק יותר. עוצמת הרוח, במקרים אלו, חזקה בגובה נמוך והיא יורדת קמעא או נשארת קבועה עם הגובה (עד לכמה מאות מטרים) מאחר והפרש הלחצים יורד עקב הפער הקטן יותר בין טמפרטורות האוויר הנמצא מעל המשטחים השונים. דבר זה יש בו כדי לקזז את השפעת העלייה בגובה (ההתחזקות של הרוח עם הגובה בעשרות המטרים הראשונים).

המהלך היממתי של עוצמת הרוח מראה, כפי שניתן לצפות, על שיא בשעות הצהריים, 5.7 מ"ש בגובה 18 מטר ו- 5.8 מ"ש בגובה 33 מטר. הרוחות החלשות ביותר נושבות בשעות הבוקר 08 - 09 עם השינוי בכיוון נשיבת הרוח. הערך המזערי של עוצמת הרוח הוא 3.7 - 3.8 מ"ש, בהתאם לגובה המדידה.

מעיון בטבלה 10.2 מוצאים כי בגובה 18 מטר חציון מהירות הרוח הוא 4.1 מ"ש (ממוצע 4.6 מ"ש). שכיחות הרוחות הנושבות בעוצמה העולה על 9.5 מ"ש (פעמיים ערך הממוצע) מגיעה ל- 5.3%. הסטטיסטיקה התואמת לרוח שנמדדה בגובה של 33 מ' היא חציון של 4.3 מ"ש כאשר שכיחות הרוחות הנושבות בעוצמה העולה על 9.5 מ"ש מגיעה ל- 5.2%.

טבלה 10.1 : שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח ב"ארז" בגובה 18 מ'.

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.3	1.5	3.1	5.3	7.2	6.7	6.9	9.4	8.8	7.3	7.6	5.8
FEB.	0.9	3.1	4	10.3	9.1	10	11	11	7.6	3	4.5	4
MAR.	0	1.3	3	5.9	7.7	8.6	9.9	9.8	7.9	7.1	6.9	5.4
APR.	0.6	1.8	3	4.8	5.4	4.2	6	4.8	3.6	7.1	6.5	8.9
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.6	2.3	5.8	7.6	9.3	10.8	11.8	13.7	9.2	8.6	6.7	5.5
AUG.	0	0.7	3.1	7.9	8.7	8.9	13.8	13.7	9	11.3	10.1	5.2
SEP.	0	0.4	1.8	6.7	8.5	10.8	11.8	13.9	17.5	9	8.5	4.4
OCT.	0	0.3	1.5	4.2	8.3	5.8	12.4	13.4	14.5	11	7.5	6.7
NOV.	0	0.4	1.9	5.1	6.1	5.8	8.9	12.2	11.9	11.5	5.4	6.8
DEC.	0.1	1.1	2.2	5.1	7.3	9.4	8.5	10.6	11.2	10.6	7.9	6.6
ALL.	0.2	1.2	2.9	6.4	7.9	8.4	10.4	11.8	10.7	8.9	7.2	5.7

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	2.8	1.5	2.4	1	2.7	1.8	2.1	1.8	1.3	2.2	1.5	1.5
FEB.	2.2	2.2	2.2	2.2	2.5	1.3	1.3	1.3	0.9	0.4	1.2	0.6
MAR.	3.5	2.7	3	2.8	2.2	2.4	1.3	2.4	2	1.1	0.8	0.3
APR.	6.5	3	5.4	4.8	4.2	3	4.2	1.2	0.6	1.8	1.8	0.6
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	4.2	2	0.4	0.7	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0
AUG.	3.6	2.7	0.7	0.3	0.3	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	3.6	1.7	0.4	1	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	3.6	3	1.2	2	2	1.3	0.4	0.5	0.3	0	0	0
NOV.	5.6	3.2	2.6	1.1	1	1.7	1.1	0.4	1	1	0.8	0.7
DEC.	4.7	3.4	2.6	0.3	1.7	0.5	0.3	1.3	0.5	0.7	1.1	0.4
ALL.	3.8	2.5	1.8	1.4	1.5	1.1	0.8	0.9	0.7	0.6	0.6	0.4

	12.5	13	13.5	14.0	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.7	1.1	1.1	0.8	0.3	0.3	0.6	0.3	0.6	0.1	0.3	0
FEB.	0.3	0.4	0.4	0.3	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0
MAR.	0.4	0.3	0.4	0.1	0	0.4	0.3	0.1	0	0	0	0
APR.	1.8	0.6	2.4	0	0	0	0.6	0	1.2	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.8	1.3	1	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0
DEC.	0.3	0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0	0.1	0
ALL.	0.4	0.4	0.4	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0	0.1	0

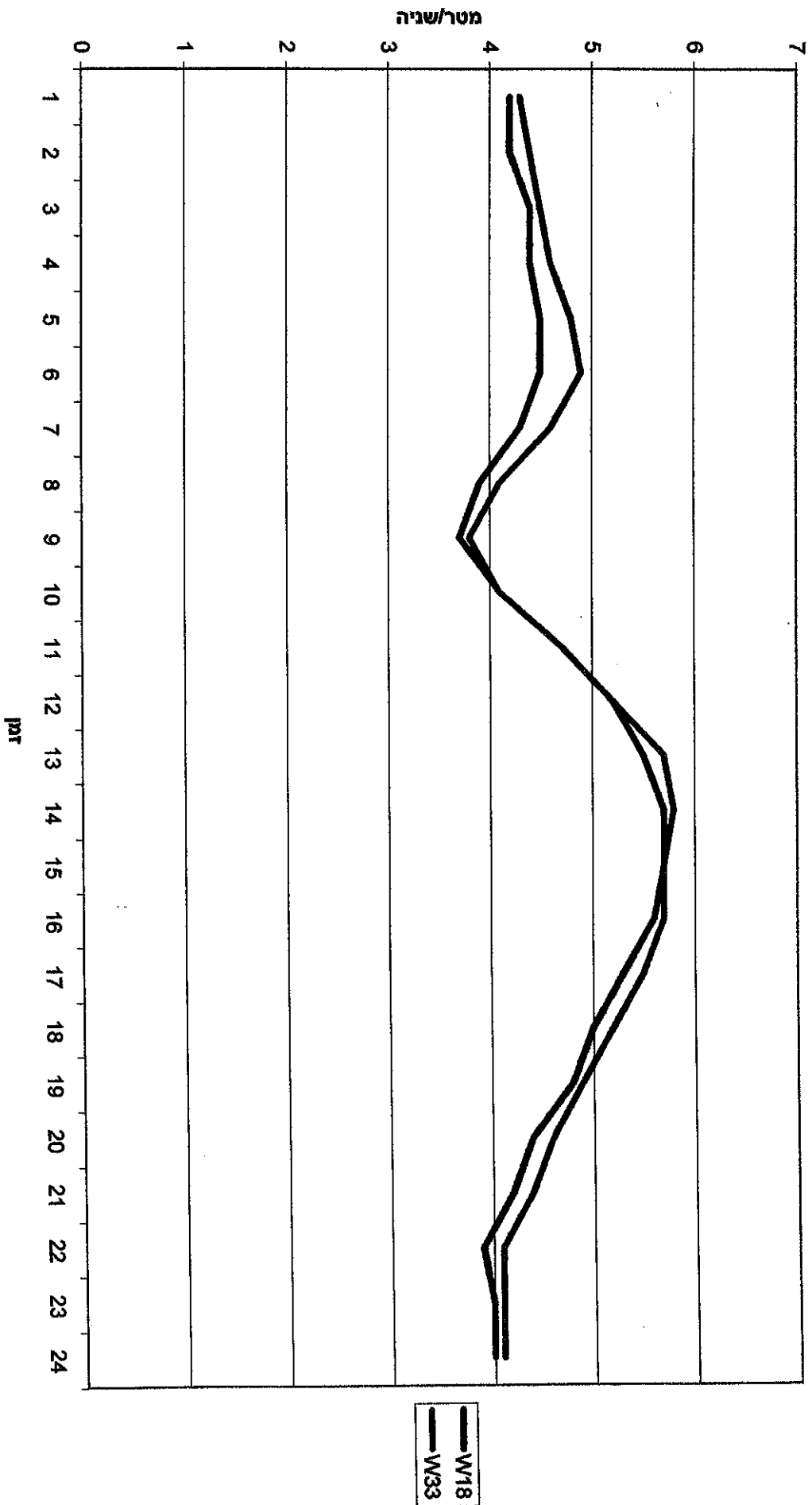
	18.5	19	19.5	20
JAN.	0.1	0.1	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

טבלה 10.2: שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח ב"ארז" בגובה 33 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5
JAN.	1.1	1.3	3.2	5.5	6.3	6.8	5.2	6.5	6.8
FEB.	0.9	3.1	6.7	10.4	8.6	10.3	9.8	8.6	7
MAR.	0.9	1.7	3.2	7	5.9	8.7	8.3	8.3	7.9
APR.	2.4	3	1.8	5.4	4.2	3.6	5.4	2.4	6.5
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.3	2.5	6.6	9.3	9.1	10.8	7.7	9.3	12.1
AUG.	0.1	1.1	3.5	8.7	8.2	8.5	10.8	9.9	9.8
OCT.	0	0.8	1.9	4.7	7.1	6.3	9.9	10.8	10.3
NOV.	0	0.6	2.8	5.1	4.9	5.8	6.8	11	8.5
DEC.	0	0.9	2.4	4.4	7.4	7.5	9.1	8.2	8.3
ALL.	0.4	1.4	3.6	6.9	7.4	7.9	8.5	9	9.4

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5
JAN.	4.2	3.1	3.7	2.7	1.8	2.6	2.7	1.6	1.8
FEB.	2.4	2.5	1.9	1.8	2.2	1.9	1.9	0.7	1
MAR.	3.6	2.6	3.6	2	3.2	2.7	2.2	1.5	2.4
APR.	8.3	3	3	4.2	4.8	6	3.6	1.8	1.8
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	4.4	2.2	0.6	0.4	0.3	0.4	0	0	0
AUG.	3.8	2.8	0.7	0.3	0.4	0	0	0	0
SEP.	4.3	2.1	0.6	0.8	0.3	0	0	0	0
OCT.	5	3.8	0.9	1.2	2.7	1.6	0.7	0.4	0.4
NOV.	6.1	5.3	3.2	2.9	1.7	1.7	1.9	0.8	0.8
DEC.	5.8	4.6	3.9	2.4	3.5	1.6	0.8	0.4	0.4
ALL.	4.5	3.2	2.1	1.7	1.9	1.5	1.2	0.6	0.8

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5
JAN.	1.8	1.5	1	1.1	0.6	0.3	0.3	0.5	0.5
FEB.	0.3	0	0.4	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.4
MAR.	0.4	0.4	0.1	0	0.5	0.3	0.1	0.1	0
APR.	0.6	1.2	2.4	0	0	0	0	0.6	0.6
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	1.1	0.8	0.8	0.7	0.3	0	0	0	0
DEC.	0.5	0.3	0.7	0	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7
ALL.	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2
	18.5	19	19.5	20					
JAN.	0.5	0	0	0.3					
FEB.	0.1	0	0	0					
MAR.	0	0	0	0					
APR.	0	0	0	0					
MAY	0	0	0	0					
JUNE	0	0	0	0					
JULY	0	0	0	0					
AUG.	0	0	0	0					
SEP.	0	0	0	0					
OCT.	0	0	0	0					
NOV.	0	0	0	0					
DEC.	0.3	0	0	0					
ALL.	0.1	0	0	0					



צילון 10.1 - השתנות יממות של הרוח בארץ

10.2.3 הערכת עוצמת הרוח מעל משטח ימי בסמוך ל"ארז"

הערכת עוצמת הרוח מעל משטח ימי הקרוב ל"ארז" נעשית בשלבים לפי המתווה הבא:

א. מניחים כי פרופיל הרוח הינו לוגריתמי (ללא תיקון ליציבות אותה יש קושי לחשב עקב חוסר בנתונים).

$$\ln(z/z_0) u(z) = u^* / k \quad (1)$$

$$u^* = (\tau_0 / \rho)^{1/2}$$

u^* - מאפיין את "כוחירות החיכוך"

τ_0 - מאמץ הגזירה ליד הקרקע (קבוע ולא משתנה עם הגובה).

k - מקדם פון-קרמן שערכו 0.4.

$$210 \leq \theta < 360$$

ב. כאשר הרוח נושבת מכיוון θ

$$\theta < 30$$

היא עוברת ע"פ משטח ימי ודרך יבשתית קצרה (fetch) עד הגיעה לתורן. הדרך היבשתית הינה מינימלית 150 מטר עבור כיוון רוח $\theta = 300$ ומירבית, 850 מ', עבור כיווני רוח $\theta = 20$, $\theta = 220$.

ג. במעבר ממשטח ימי בעל אורך חספוס מאפיין $z_{0,1}$ לשטח יבשתי בעל אורך חספוס מאפיין $z_{0,2}$ ($z_{0,2} > z_{0,1}$) נוצרת שכבת גבול פנימית (Internal Boundary Layer – IBL). גובה השכבה, $h(x)$, תלוי במרחק היבשתי שעברה הרוח, x , ובאורכי החספוס (Panofsky and Dutton 1984) של המשטח היבשתי והימי. להלן יחושב $h(x)$ בעזרת הקשר הבא:

$$(2) \quad h(x) / z'_0 [\ln(h(x) / z'_0)]^{-1} = 0.9 x / z'_0$$

כאשר

$$z'_0 = \max (z_{0,1}, z_{0,2}) = z_{0,2}$$

זוהי משוואה טרנסנדנטית אותה ניתן לפתור בשיטת Newton Raphson.

עבור "ארז"

$$z'_0 = 0.1 \text{ m}$$

גובה השכבה נע בין 29 מ', כאשר הרוח נושבת מכיוון $\theta = 300$, ל-127 מ', כאשר הרוח נושבת

מכיוונים $\theta = 220$, $\theta = 20$.

ד. עבור כיווני הרוח היבשתיים $30 \leq \theta \leq 210$ אנו מניחים כי המהלך היבשתי ארוך יותר (לשם כך מאמצים ערך של 0.05 מ' עבור z_0). במקרה זה גובה IBL גדול מ-100 מטר לכל כיוון.

ה. את עוצמת הרוח בגובה המדידה, z_m , ניתן לכתוב בשלושה אופנים שונים בהתאם ליחס

$$z_m / h(x)$$

$$(3) u_m = u(z_m) = \begin{cases} u_{2,*} / k \ln (z_m / z_{0,2}) & \text{אם } z_m \geq 0.09h(x) \\ u_{2,*} / k \ln (0.09 h(x) / z_{0,2}) & \text{אם } 0.09 h(x) < z_m \leq 0.3 h(x) \\ + [u_{1,*} / k \ln (0.3 h(x) / z_{0,1}) - u_{2,*} / k \ln ((0.09 h(x) / z_{0,2})] & \\ \ln (z_m / 0.09 h(x)) / \ln (0.3 / 0.09) & \\ u_{1,*} / k \ln (z_m / z_{0,1}) & \text{אם } z_m > 0.3 h(x) \end{cases}$$

כלומר, אם גובה המדידה z_m גדול מ- $0.3 h(x)$ אזי עוצמת הרוח תלויה במאפייני השטח ה"רטוב" במעלה הרוח (במקרה של נשיבה מכיוונים ימיים היא נקבעת ע"י חספוס מי הים). אם גובה המדידה נמוך מ- $0.09 h(x)$ אזי הסתגלות הרוח למאפייני המשטח החדש, במעלה הרוח, שלמה ועוצמתה תלויה רק במאפייני השטח עליו ממוקמת התחנה. בין שתי השכבות מתאימים נוסחת מעבר.

מניחים כי עבור נשיבה מכיוונים יבשתיים גובה המדידה $z_m = 18$ נמצא בשכבה התחתונה

$$(z_m \leq 0.09h(x))$$

עבור נשיבה מכיוונים ימיים נמצא כי גובה מדידה של 18 מטר נמצא בתחום השכבה השלישית

($z_m \geq 0.3h(x)$) עבור כיווני הרוח $240 \leq \theta \leq 360$, בעוד שגובה מדידה של 33 מטר נמצא

בתחום השכבה השלישית גם עבור כיווני רוח $\theta = 10$ ו- $\theta = 230$, אלו הם הכיוונים ששכיחותם הינה הגדולה ביותר. כך שההנחה שנעשתה בדבר היות גובה המדידה גדול מ- $0.3h(x)$ לגבי כל כיווני הנשיבה הימיים הינה נכונה בקרוב טוב.

ו. הנחות אלו נחוצות כדי לחשב את עוצמת הרוח מעל שטח ימי עבורו יש לחשב את אורך החספוס לפי נוסחת Charnock

$$(4) \quad z_0 = Au_*^2/g$$

כאשר: $A \sim 0.015$

g תאוצת הכבידה ($g \sim 10 \text{ m/s}^2$)

ז. עבור כיוונים ימיים

$$u_{\text{sea}}(z_m) = u(z_m) = u_m$$

u_{sea} מהירות הרוח מעל משטח ימי זהה למהירות הרוח שנמדדה בתוך לאור ההנחות שנעשו. עבור כיוונים יבשתיים מתאימים את עוצמת הרוח בגובה "פסגת" שכבת IBL

$$(5) \quad u_{\text{sea}}(h(x)) = u_{\text{land}}(h(x))$$

. פרופיל הרוח מעל היבשה מתאחד עם פרופיל הרוח מעל הים בגובה $h(x)$.

$$u_{1,*} / k \ln(h(x) / 0.1) = u_{2,*} / k \ln(h(x) / z_{0,2})$$

כאן $z_{0,2}$ אורך החספוס של משטח ימי.

מחשבים את עוצמת הרוח במרחק $x = 2500$ בתוך הים.

לפי החישוב

$$h(x) = h(x = 2500) = 160 \text{ m}$$

מציבים את נוסחת צירנוק עבור $z_{0,2}$ ב- (5) ומקבלים

$$(6) \quad u_{2,*} / k \ln[h(x)g / (0.015 u_{2,*}^2)] = u_{1,*} / k \ln(h(x) / 0.1)$$

משוואה זו, גם היא טרנסדנטית, אותה ניתן לפתור בשיטת Newton Raphson.

קביעת ערכי $u_{2,*}$ ו- $z_{0,2}$ מאפשרת לחשב את עוצמת הרוח מעל מישור ימי (לאחר שעברה מעל מישור יבשתי).

$$U_{sea}(z_m) = u_{2,*} / k \ln(z_m / z_{0,2})$$

10.2.4 תוצאות חישובי עוצמת רוח מעל משטח ימי

תוצאות החישובים של עוצמת הרוח בגובה 18 מ' ו- 33 מ' מעל פני הים מוצגות בטבלאות 10.3 - 10.4 ובציור 10.2. עיון בציור 10.2 מראה כי בממוצע שנתי עולה עוצמת הרוח המחושבת מעל הים, בגובה 18 מ', מ- 4.6 מ"ש ל- 4.9 מ"ש, דהיינו בכ- 7%, בעוד שבגובה 33 מ' היא עולה מ- 4.7 מ"ש ל- 4.9 מ"ש דהיינו בפחות מ- 5%. העליה הצנועה במהירות הרוח הממוצעת מוסברת בשכיחות הנמוכה יחסית של רוחות הנושבות מסקטור יבשתי מחד ובעוצמתן הנמוכה מאידך.

חושב גם ממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות – פרמטר המאפיין את ההספק שניתן להפיק מהרוח. בגובה 18 מ' היא עולה מ- 5.9 ל- 6.1 ובגובה 33 מ' מ- 6.1 ל- 6.3, כלומר עליה צנועה מאד של 3%.

עבור עוצמת הרוח בגובה 33 מ' נעשה חישוב גם עבור מרחק 4000 מטר בתוך הים. המהירות הממוצעת עלתה מ- 4.9 מ"ש ל- 5.0 מ"ש ואילו ממוצעי החזקות השלישיות נשארו קבועים בערך של 6.3

(התוצאות מובאות בטבלה 10.5)

חושבה גם עוצמת הרוח בגובה 70 מטר מעל הים. תוצאות החישובים, שכיחות עוצמת הרוח, מובאות בטבלה 10.6. מהירות הרוח הממוצעת עלתה ל- 5.1 מ"ש.

טבלה 10.3: שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח המחושבת מעל הים במרחק 2500 מ' מהחוף בגובה

18 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.3	1.1	3.4	3.9	4.8	5	7.3	4.9	7.9	7.7	8.4	7.6
FEB.	0.6	3.1	4	6.7	6.8	9.7	10.6	7.7	8.5	7.7	5.5	4
MAR.	0	1.2	2.4	4	5.2	8.3	9.7	7.3	9.1	9.3	7.1	6.5
APR.	0.6	1.2	3.6	2.4	4.8	4.8	4.8	2.4	6.5	7.7	3.6	10.1
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.4	2	5.8	5.7	5.7	11.2	10.7	10.4	15.2	11.4	7.6	6
AUG.	0	0.7	2.4	6	6.6	8.5	11.8	10.3	13.6	14.8	11.4	6
SEP.	0	0.3	1.8	4.3	6.3	9.6	12.9	10.4	15.8	12.2	12.8	6
OCT.	0	0.1	1.5	2.6	5.2	6.7	8.1	11.6	13.4	13	12	9.9
NOV.	0	0.4	1.7	3.3	4	6.5	5.7	9	8.8	10.3	10.1	10.7
DEC.	0.1	0.8	2.2	3.8	5	6.6	9.5	5.4	7.8	12.4	8.7	8.9
ALL.	0.2	1.1	2.8	4.4	5.5	7.9	9.5	8.4	11	10.9	9.2	7.4

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	6.5	3.1	3.5	1.3	2.7	2	2.4	2	1.5	2.2	1.7	1.4
FEB.	3.9	3.3	2.1	1.3	2.5	1.5	2.5	1.3	0.9	0.4	1.3	0.6
MAR.	5	3.1	2.8	2.3	2.8	2.8	1.9	2.2	2.2	1.3	1.2	0.1
APR.	7.7	3.6	2.4	3.6	4.2	4.2	5.4	1.8	1.2	4.2	2.4	0.6
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	4.2	2	0.4	0.7	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0
AUG.	3.9	2.7	0.7	0.3	0.3	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	4.3	1.9	0.4	1	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	5.1	3	1.2	2	2	1.3	0.4	0.5	0.3	0	0	0
NOV.	5.6	5	4.4	1.8	1.5	2.4	1.3	0.4	1	1	0.8	0.7
DEC.	7.1	5.4	4.4	1.1	3.5	0.8	0.1	1.2	0.5	0.8	1.3	0.5
ALL.	5.1	3.3	2.2	1.4	1.8	1.3	1.1	0.9	0.7	0.7	0.8	0.4

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.7	1.1	1.3	0.7	0.3	0.3	0.7	0.3	0.6	0.1	0.3	0
FEB.	0.3	0.6	0.4	0.4	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0
MAR.	0.4	0.3	0.3	0.3	0	0.5	0.3	0.1	0	0	0	0
APR.	1.8	0.6	2.4	0	0	0	0.6	0	1.2	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.8	1.3	1	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0
DEC.	0.3	0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0	0.1	0
ALL.	0.4	0.4	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.1	0

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0.1	0.1	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

טבלה 10.4: שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח המחושבת מעל הים במרחק 2500 מ' מהחוף בגובה

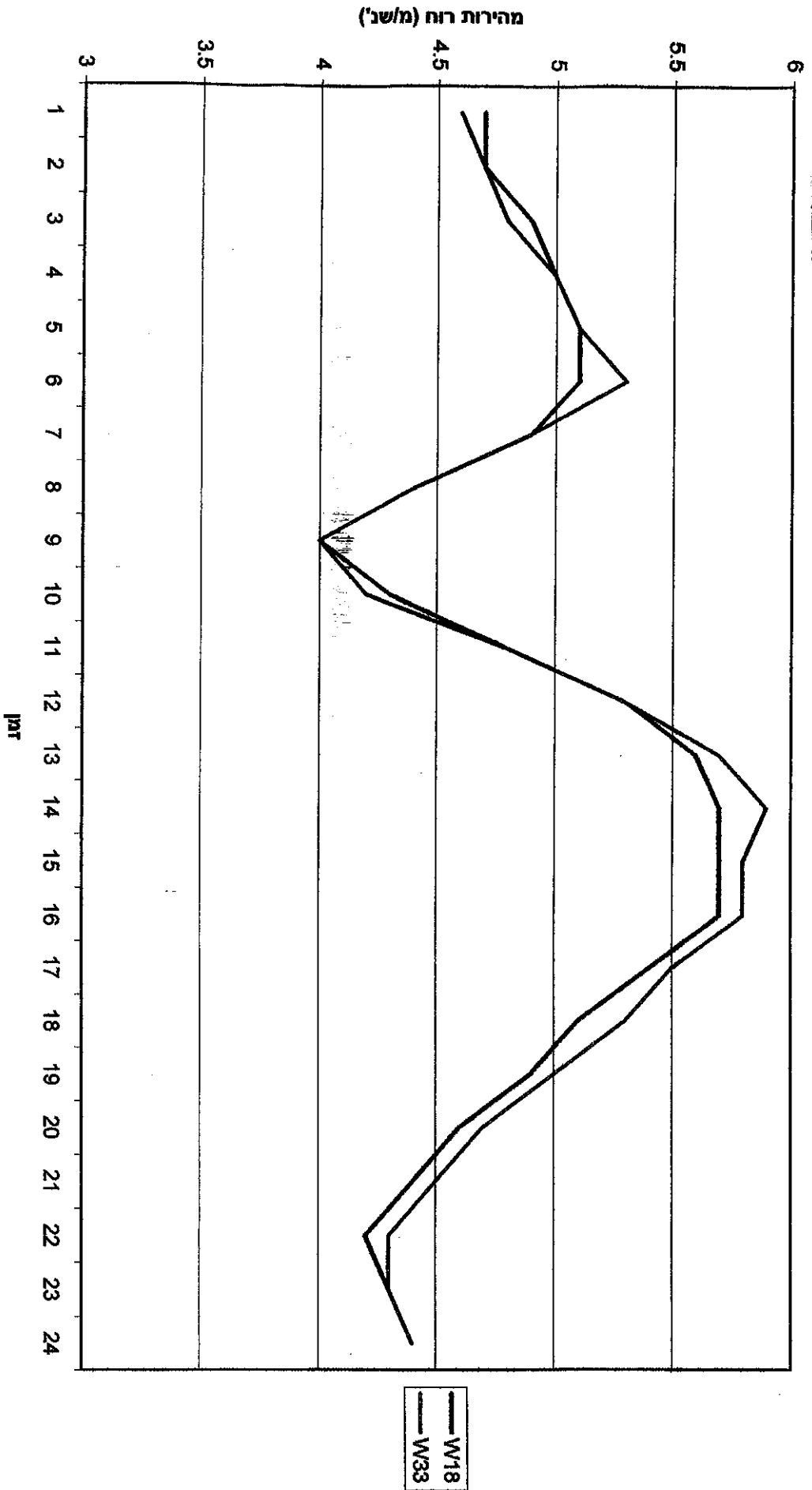
33 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	1.1	1.3	3.2	3.7	5.5	6.9	4.7	4.7	7.6	5.3	6.1	5.8
FEB.	0.9	3.1	6.1	9.4	6.1	10	10.3	6.1	10	5.1	5.8	2.2
MAR.	0.9	1.6	3	6.3	4.3	8.6	9.4	5.9	8.9	7.5	8.6	4.4
APR.	2.4	3	1.8	5.4	4.2	2.4	6.5	2.4	4.2	6	7.1	6.5
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.3	1.9	6.3	8.2	8	10.4	8.8	9.8	11.8	10.1	8.6	7
AUG.	0.1	0.7	3.2	7.1	8.1	8.9	10.5	7.7	11.4	13.4	12.9	7.3
SEP.	0	0.1	2.4	5.8	8.1	10.7	9.4	8.6	13.8	10	10.6	9
OCT.	0	0.5	2	4	5.6	6.2	9.1	9.8	11.2	9.5	11.3	9.1
NOV.	0	0.4	2.2	4.3	5	5.1	5.7	7.6	10.7	6.9	8.5	6.1
DEC.	0	0.8	2.4	3.4	5.8	7	8.9	5.9	8.5	8.2	10.2	4
ALL.	0.4	1.2	3.3	5.8	6.2	8	8.5	7.3	10.3	8.5	9.2	6.2

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	5.5	4	2.9	4.7	2.7	2.9	2.7	1.9	1.9	2.1	1.9	1.1
FEB.	3.4	2.7	2.2	2.4	2.4	1.8	1.8	1.5	1	0.9	1	1
MAR.	3.8	2.8	2.6	4	3.1	2.6	2.8	1.9	2.7	1.1	0.5	0.5
APR.	6	5.4	3.6	3.6	3	3.6	6	3	3.6	1.8	2.4	1.2
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	5	2.2	0.6	0.4	0.3	0.4	0	0	0	0	0	0
AUG.	4.3	3.1	0.7	0.3	0.4	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	6.9	2.4	0.7	1.1	0.4	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	7.9	5.1	1.5	1.2	2.7	1.6	0.7	0.4	0.4	0	0	0
NOV.	8.6	5.3	3.9	3.8	2.8	2.4	2.1	1.1	1.4	0.7	1.1	0.6
DEC.	5.8	6.5	3.5	3.5	3.6	2.6	2.2	1.1	0.7	0.7	0.7	0.8
ALL.	5.7	3.8	2.1	2.4	2.1	1.6	1.5	0.9	1	0.6	0.6	0.5

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.8	1.5	1	1.1	0.5	0.3	0.5	0.5	0.5	0.2	0	0.8
FEB.	0.4	0	0.4	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0	0
MAR.	0.5	0.3	0.1	0.1	0.4	0.3	0.3	0.1	0	0	0	0
APR.	0.6	1.2	2.4	0	0	0	0	0.6	0.6	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	1.1	0.8	0.8	0.7	0.3	0	0	0	0	0	0	0
DEC.	0.5	0.3	0.7	0	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7	0	0.1	0.1
ALL.	0.5	0.3	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0	0	0.1

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0.5	0	0	0.3
FEB.	0.1	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0.3	0	0	0
ALL.	0.1	0	0	0



צילון 10.2 - מהירות הרוח מחושבת, מעל פני הים ליד ארז

טבלה 10.5: שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח המחושבת מעל הים, במרחק של 4000 מ' מהחוף, בגובה 33 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	1.1	1.3	3.2	3.7	5.5	4.4	6.1	5.8	6.3	5.2	5.2	6.8
FEB.	0.9	3.1	6.1	9.4	6.1	7.4	9.5	9.4	8.5	4.3	6.8	3.4
MAR.	0.9	1.6	3	6.3	4.3	6.6	9.5	7.8	8.1	6.2	8.9	5.9
APR.	2.4	3	1.8	5.4	4.2	1.8	6	3.6	4.2	5.4	7.1	7.1
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.3	1.9	6.3	8.2	8	8.5	9.5	10.9	10.7	10.4	8.8	7.6
AUG.	0.1	0.7	3.2	7.1	8.1	6.7	10.8	9.5	10.8	12.6	13	8.3
SEP.	0	0.1	2.4	5.8	8.1	9.2	9.4	10.1	12.5	8.9	11.5	9.4
OCT.	0	0.5	2	4	5.6	4.6	7.8	12.8	10.2	9.5	9.9	11
NOV.	0	0.4	2.2	4.3	5	4.2	4.9	9.4	9.7	6.3	7.1	8.5
DEC.	0	0.8	2.4	3.4	5.8	5.1	8.6	8.1	7.5	6.6	10.3	5.8
ALL.	0.4	1.2	3.3	5.8	6.2	6.2	8.4	9.2	9.3	7.8	9.1	7.5

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	6.5	3.1	4.2	4.2	3.4	2.9	2.7	1.6	2.1	2.3	1.9	1.1
FEB.	3	2.7	2.1	2.5	2.8	1.6	1.6	1.2	1.5	0.7	1.3	1
MAR.	3.8	2.6	3.1	3.9	3.4	2.2	2.8	2	2.8	1.1	0.7	0.4
APR.	6	3.6	5.4	3.6	3	3.6	3.6	4.2	3.6	3	2.4	1.2
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	5.1	2.2	0.6	0.4	0.3	0.4	0	0	0	0	0	0
AUG.	4.6	3.1	0.7	0.3	0.4	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	7.6	2.6	0.7	1	0.6	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	7.4	5.4	2.2	1.2	2.7	1.6	0.7	0.4	0.4	0	0	0
NOV.	8.1	5.6	4.2	4.3	2.9	2.2	2.2	1	1.3	1	1.1	0.6
DEC.	5.8	5.5	4.3	3.6	4.3	1.6	2.6	1.3	0.8	0.8	0.7	0.8
ALL.	5.8	3.7	2.5	2.4	2.3	1.4	1.4	0.9	1	0.7	0.7	0.4

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.8	1.5	1	1.1	0.5	0.3	0.3	0.6	0.5	0.2	0	0.8
FEB.	0.4	0	0.4	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0	0
MAR.	0.7	0.3	0.1	0.1	0.4	0.3	0.1	0.3	0	0	0	0
APR.	0.6	1.2	2.4	0	0	0	0	0.6	0.6	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	1.1	0.8	0.8	0.7	0.3	0	0	0	0	0	0	0
DEC.	0.5	0.3	0.7	0	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7	0	0.1	0.1
ALL.	0.5	0.3	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0	0	0.1

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0.5	0	0	0.3
FEB.	0.1	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0.3	0	0	0
ALL.	0.1	0	0	0

טבלה 10.6: שכיחות, באחוזים, של עוצמת הרוח המחושבת מעל הים, במרחק של 2500 מ' מהחוף, בגובה 70 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.3	1.1	3.1	3.6	4.5	3.8	6	5.2	6.5	6.3	8.3	8.1
FEB.	0.6	3.1	3.4	5.8	5.5	9.4	10.4	6.5	9.1	5.4	8.3	6
MAR.	0	1.2	2	3.9	4	7	9.8	7.4	9.4	7.1	9.3	6.2
APR.	0.6	1.2	2.4	3.6	3.6	5.4	4.2	2.4	6.5	6.5	5.4	7.7
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0.4	2	5.1	5.3	5.4	8.5	12.1	9.8	14.6	12	10.1	6.4
AUG.	0	0.7	2	5.1	6.7	6.6	11.4	9.3	13	15.6	13.8	7.1
SEP.	0	0.3	1.4	3.9	5.7	7.6	13.1	10	15.1	11.4	12.6	9.4
OCT.	0	0.1	1.2	2.2	4.7	5	8.5	8.6	14.4	11.3	12.5	12.1
NOV.	0	0.4	1.4	2.9	3.1	5.3	6.3	6.9	9.6	5.8	11	10.6
DEC.	0.1	0.8	2	2.7	5.5	4.7	7.7	6.6	7.3	6.9	11.7	7.8
ALL.	0.2	1.1	2.4	3.9	5	6.4	9.3	7.7	10.9	9	10.7	8.2

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	5.5	4.5	5.5	2.4	3.6	2.4	2.1	2	1.7	2.7	1.5	1.7
FEB.	2.8	3.7	3.3	1.8	2.4	1.3	1.5	1.6	1.9	0.6	1.2	0.6
MAR.	5	3.5	3.8	2.8	2.4	3.1	1.6	2.6	2.7	1.2	0.9	0.4
APR.	7.1	3.6	3	4.8	3.6	1.2	4.2	3.6	4.2	3	2.4	2.4
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	4.7	2	0.4	0.7	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0
AUG.	4.2	3.2	0.7	0.3	0.3	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	5.1	2.2	1	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	7	3.9	2	2	2	1.3	0.4	0.5	0.3	0	0	0
NOV.	9.7	3.2	4.7	3.3	3.6	2.4	1.5	1.1	1.1	1	0.8	0.7
DEC.	7.8	5	5.6	3.6	4.3	2	0.9	1.6	0.3	0.8	1.2	0.5
ALL.	5.8	3.5	3	2.1	2.1	1.4	1	1.1	1	0.8	0.7	0.5

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.7	1.3	1.1	0.7	0.3	0.4	0.6	0.3	0.6	0.1	0.4	0
FEB.	0.3	0.7	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0
MAR.	0.5	0.7	0.3	0.1	0	0.4	0.4	0.1	0	0.1	0	0
APR.	2.4	1.2	2.4	0	0	0	0.6	0	1.2	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.8	1.3	1	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0
DEC.	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0	0.1	0
ALL.	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.1	0

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0.1	0.1	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

10.3 חדרה**10.3.1 כללי**

התחנה בחדרה, הממוקמת על המזח, לא רחוק מבניין מנהלת נמל הפתח, הינה היחידה בארץ המתקרבת להגדרה של תחנה ימית. גובה המדידה הינו 10 מטר מעל הקרקע. מסוע הפחם שגובהו 10 מטר חוסם את הרוח מדרום ודרום מערב (אם כי מרחקו מהתחנה גדול מ- 100 מטר שהם 10 פעמים גובה ה"מכשולי", אין לשלול את ההשפעה שיש לו על המדידה).

10.3.2 סביבת התחנה

התחנה ממוקמת על המזח הקצר במרחק 400 מטר מהחוף. מסוע הפחם שצירו מזרח מערב נמצא במרחק של 250 מטר בנקודה הקרובה ביותר לתחנה המטאורולוגית (בכוון דרום), בשאר הכיוונים המרחק קצר יותר. מבנה תחנת הכוח נמצא בכיוון דרום-מזרח במרחק של 800 מטר מהתחנה. גובהו כ- 50 מטר ולפיכך הפרעתו קטנה. לאור הנאמר לעיל סביר להניח כי גם עבור רוחות מזרחיות אורך התספוס המאפיין הוא אורך התספוס של מי היס בתוספת ההפרעות של מסוע הפחם והמבנים על המזח.

10.3.3 פילוג עוצמת הרוח

פילוג עוצמת הרוח כפי שנמדדה בחדרה בתקופה המקבילה לתקופה בה נמדדה הרוח בארז (בתחנה רשומה ארוכה יותר אך למטרות השוואה נעשה שימוש ברשומה המצומצמת) מוצגת בטבלה 10.7.

טבלה 10.7: שכיחות מהירות הרוח בחדרה, ממדידות בגובה 10 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.1	0.7	3.2	6.2	8.9	12.9	12.8	8.1	7.3	5.2	5	3.6
FEB.	0	0.7	5.7	9.7	8.8	11	9.2	9.8	7.1	6.1	4.3	3.1
MAR.	0.3	2	5	9.2	9.2	9.2	7.4	7.4	8	5.4	4.2	4.3
APR.	0	0	1	4.2	3.1	5.2	5.2	6.3	11.5	12.5	4.2	9.4
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0.8	5.2	7.8	9	12.6	13.6	15.1	13.7	9.5	6.3	3.9
AUG.	0	1.2	4	9.1	10.3	9.9	13.4	13	12.9	12.1	7.1	2.4
SEP.	0	1.4	4.9	10.4	9.4	8.2	10.6	15.6	14.2	9.3	5.4	5.3
OCT.	0.4	2.8	6.5	12.9	9.7	9.8	6.9	10.5	8.1	7.3	5.2	4.4
NOV.	0	0.3	2.8	10.4	14.6	15.8	13.8	7.6	4.7	5	3.9	4.4
DEC.	0.1	0.9	2.8	8.2	11.3	14.7	11.6	6.5	5.1	5.5	4.6	5.5
ALL.	0.1	1.2	4.4	9.2	10	11.5	10.9	10.3	9.1	7.4	5.1	4.2

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11.0	11.5	12
JAN.	1.9	1.9	1.7	2	3.6	2	1.6	1.7	2.7	2	1.3	1.5
FEB.	3.1	3.3	3.3	2.5	3.4	2.8	1.3	1.2	1.6	0.4	0.1	0.4
MAR.	5.8	4.9	4.6	2.7	2.6	2.8	0.9	0.9	1.6	0.7	0.5	0.5
APR.	5.2	10.4	3.1	5.2	3.1	3.1	2.1	2.1	1	0	1	1
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	1.2	0.7	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	1.2	1.2	0.8	0.8	0.3	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	1.9	0.8	0.4	0.4	0.4	0.3	0.6	0.4	0.1	0	0	0
OCT.	3.6	2.3	2.3	0.5	1.2	0.3	1.3	0.9	1.1	0.8	0.5	0.4
NOV.	3.2	2.8	1.1	1.1	1.5	0.8	1.1	0.8	0.7	0.4	0.6	0.4
DEC.	3.6	5.5	2.6	1.3	2.3	2	1.5	0.8	0.8	1.9	0.4	0.3
ALL.	2.9	2.7	1.9	1.3	1.7	1.2	0.9	0.8	1	0.7	0.4	0.4

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17.0	17.5	18
JAN.	0.7	0.5	0.1	0.3	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0
FEB.	0.1	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.3	0.7	0.1	0.1	0.4	0.1	0.1	0	0	0	0.1	0
DEC.	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALL.	0.2	0.1	0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0	0	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

החציון הינו 3.7 מ"ש' (לעומת 4.1 מ"ש' בגובה 18 מ' בארז). שכיחות מהירות הרוח השווה או עולה על 9.5 מ"ש' הינה 4.7% (לעומת 5.3% בגובה 18 מ' בארז).

מהירות הרוח הממוצעת הוא 4.2 מ"ש'. המהלך היממתי של עוצמת הרוח מצביע על ערכי מינימום של 3.5 מ"ש' ברוב שעות הלילה והבוקר המוקדמות ושיא של 5.4 מ"ש' בשעות 15 - 16. כאשר עולים לגובה של 30 מטר (טבלה 10.8) ערך החציון מגיע ל- 4 מ"ש', בעוד הממוצע עומד על 4.5 מ"ש'. שכיחות הרוחות החזקות שעוצמתן שווה או עולה על 9.5 מ"ש' מגיעה ל- 6.6% זאת לעומת ערך חציון של 4.3 מ"ש' ושכיחות רוחות חזקות של 5.2 מ"ש' בארז בגובה 33 מטר.

בטבלה 10.9 מובאות את תוצאות החישובים בגובה 70 מטר בלב ים. ערך החציון 4.1 - 4.2 מ"ש' ושכיחות הרוחות החזקות עולה ל- 8.9%. עוצמת הרוח הממוצעת היא 4.8 מ"ש'.

טבלה 10.8: שכיחות מהירות הרוח בלב ים בסמוך לחדרה בגובה 30 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.1	0.7	2.4	4.6	7.7	9.1	13.4	10.6	6	6.6	4.7	4.8
FEB.	0	0.7	3.3	7.9	9.4	9.4	7.9	9.8	7.6	7.4	6	3.6
MAR.	0.3	2	3.8	5.1	10.2	7.8	9	7.8	5	7.7	4.9	4.3
APR.	0	0	0	0	4.2	1.4	6.9	2.8	5.6	8.3	12.5	2.8
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0.8	3.8	6.6	7.9	8.1	12.9	14.5	13.4	12.5	7.8	6.2
AUG.	0	1.2	2.8	6.9	9.3	8.7	10.3	14.1	10.8	13.2	11.3	5.5
SEP.	0	1.4	3.6	7.9	9.7	7.1	9.9	12.1	12.5	12.9	8.2	6
OCT.	0.4	2.8	4.7	10.9	9.5	7.5	9.1	8.1	8.5	7.7	6.6	6
NOV.	0	0.3	1.8	7.6	11.4	12.9	16.1	11	5.1	4.4	5	3.9
DEC.	0.1	0.9	2.3	5.1	10.3	11	12.5	9.7	4.7	5.1	6.2	3.6
ALL.	0.1	1.2	3.1	6.9	9.4	9	11.2	10.8	8.2	8.6	6.8	4.9

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	3.1	1.9	0.9	1.7	1.5	2.6	3.1	2.2	1.9	0.8	2.7	2
FEB.	2.7	3.1	2.2	3.4	2.1	3.4	2.7	2.4	0.7	0.9	1.6	0.4
MAR.	3.5	5.8	2.6	6.1	2	2.3	2.7	2.4	0.9	0.4	1.6	0.7
APR.	8.3	6.9	5.6	6.9	5.6	6.9	5.6	0	5.6	0	1.4	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	3.1	1.2	0.3	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	1.6	1.2	0.5	1.2	0.7	0.5	0.1	0	0	0	0	0
SEP.	3.3	1.9	0.8	0.4	0.3	0.4	0.1	0.7	0.1	0.4	0.1	0
OCT.	2.6	3.6	1.5	2.3	1.2	0.4	0.9	1.2	1.1	0.3	1.1	0.7
NOV.	3.8	3.2	2.1	1.8	0.4	1.4	1.3	0.4	1.7	0.3	0.7	0.3
DEC.	5.1	3.6	3.4	3.6	1.7	1.7	2.3	1.3	1.3	0.5	0.8	1.7
ALL.	3.3	2.9	1.6	2.4	1.1	1.5	1.5	1.2	0.9	0.4	1	0.6

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	1.2	1.3	0.7	0.5	0.3	0.3	0.1	0.3	0.1	0	0	0
FEB.	0.1	0.4	0	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.1	0	0	0
MAR.	0.4	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APR.	1.4	1.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	0.7	0.4	0	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.7	0.1	0.3	0.7	0.4	0.1	0	0.4	0.1	0	0.1	0
DEC.	0.5	0.1	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0
ALL.	0.4	0.4	0.1	0.2	0.1	0.1	0	0.1	0	0	0	0

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0	0	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0	0.1	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

טבלה 10.9: שכיחות מהירות הרוח בלב ים סמוך לחדרה בגובה 70 מ'

	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
JAN.	0.1	0.5	2.6	4.6	6	10.8	7.4	12.8	8.1	5.5	3.8	3.9
FEB.	0	0	4	7.9	8.3	10.4	5.2	9.2	9.8	4	5.7	4.8
MAR.	0.3	1.9	3.9	5.1	8.8	9.3	5.5	7.4	7.4	4.6	5.9	3.5
APR.	0	0	0	0	1.4	4.2	4.2	4.2	4.2	6.9	5.6	11.1
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0.4	4.2	6.6	5.8	10.2	8.3	13.6	15.1	9.3	8.9	6
AUG.	0	0.8	3.2	6.9	7.4	10.6	5.8	13.4	13	8.1	10.6	8.7
SEP.	0	0.8	4.2	7.9	7.9	8.9	4.6	10.6	15.6	9.4	9.2	6.3
OCT.	0.4	1.7	5.8	10.9	8.3	8.7	6.2	6.9	10.5	5.9	5	5.5
NOV.	0.1	0.1	1.9	7.6	8.6	15.7	9.9	13.8	7.6	3.2	3.5	3.8
DEC.	0.1	0.7	2.6	5.1	8.3	13	8.2	11.6	6.5	3.2	4	4.7
ALL.	0.1	0.8	3.6	6.9	7.6	10.8	6.8	11	10.3	5.9	6.3	5.3

	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
JAN.	4.8	3.4	1.6	0.9	1.1	1.9	2.8	3.1	1.5	1.3	1.9	1.1
FEB.	3.6	2.8	3	2.2	3	1.8	4.2	2.7	1.5	1.3	1	1.3
MAR.	4.3	4.3	5	2.6	4.7	2.7	3	2.7	1.9	0.9	0.8	0.8
APR.	2.8	9.7	5.6	5.6	5.6	4.2	9.7	5.6	0	2.8	2.8	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	6.2	3.4	0.9	0.3	0.8	0.1	0	0	0	0	0	0
AUG.	5.5	2	0.8	0.5	1.1	0.7	0.7	0.1	0	0	0	0
SEP.	6	4	1.3	0.8	0.3	0.3	0.6	0.1	0.3	0.6	0.1	0.3
OCT.	6	3.2	3	1.5	1.9	1.3	0.7	0.9	0.3	1.2	1.1	0.5
NOV.	3.9	4.6	2.4	2.1	1.7	0.4	1.5	1.3	0.4	1	1	0.3
DEC.	3.6	5.9	2.8	3.4	3.5	1.5	2.2	2.3	0.9	1.3	0.8	0.4
ALL.	4.9	3.8	2.3	1.6	2	1.2	1.8	1.5	0.7	0.9	0.8	0.5

	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	18
JAN.	3.4	0.4	1.2	1.3	0.7	0.5	0.3	0	0.4	0.3	0.1	0
FEB.	0.9	0	0.1	0.4	0	0.1	0	0.1	0.1	0.1	0	0.1
MAR.	1.3	0.3	0.4	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0
APR.	1.4	0	1.4	1.4	0	0	0	0	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEP.	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OCT.	1.1	0.3	0.5	0.4	0	0.3	0	0	0	0	0	0
NOV.	0.7	0.1	0.6	0.1	0.3	0.7	0.3	0.1	0.1	0.4	0	0.1
DEC.	1.1	1.3	0.4	0.1	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0
ALL.	1	0.3	0.4	0.4	0.1	0.2	0.1	0	0.1	0.1	0	0

	18.5	19	19.5	20
JAN.	0	0	0	0
FEB.	0	0	0	0
MAR.	0	0	0	0
APR.	0	0	0	0
MAY	0	0	0	0
JUNE	0	0	0	0
JULY	0	0	0	0
AUG.	0	0	0	0
SEP.	0	0	0	0
OCT.	0	0	0	0
NOV.	0.1	0	0	0
DEC.	0	0	0	0
ALL.	0	0	0	0

10.4 פילוגים לאורך היממה בשני האתרים

במקרה של חישוב ההכנסה הכספית מטורבינת רוח באתר מסוים יש חשיבות לפילוג מהירות הרוח לאורך היממה. הדבר נובע מכך שהמחיר שמקבל יצרן האנרגיה משתנה בהתאם לשעות בהן מופקת האנרגיה. שינוי זה לפי שעות משתנה בין חודשי השנה.

הנתונים של הרוח הממוצעת בכל אחת משעות היממה, לפי חודשי השנה, עבור אתר ארז, נתונה בטבלה 10.10. יש לשים לב כי מדובר ברוח ממוצעת לשעה, בעוד הנתונים שהוצגו בטבלאות הקודמות מתייחסים לממוצעים על פני 10 דקות.

בעת חישוב אנרגית הרוח עדיף להשתמש בממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות של מהירות הרוח (כזכור ההספק של הרוח פרופורציוני לחזקה השלישית של המהירות). נתוני ממוצע זה לפי הפילוג לאורך היממה, בחודשים השונים, עבור אתר ארז, מוצג בטבלה 10.11.

הנתונים של הפילוג לאורך היממה, בחודשים השונים, עבור אתר חדרה, מוצגים בטבלאות 10.12, 10.13.

טבלה 10.10: פילוג לאורך היממה של מהירות הרוח הממוצעת לשעה, מעל הים מול חוף ארז,

בגובה 70 מ'

Mon

Hour

	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13
JAN.	6.5	6.4	6.7	6.8	7.3	7.1	7.2	6.7	6.1	5.7	5.7	5.8	6.2
FEB.	5.4	5.3	5.3	5.5	5.7	5.1	4.9	4.5	3.8	3.5	4.0	4.7	4.8
MAR.	5.3	5.3	5.4	5.1	5.1	5.2	5.3	4.9	4.7	5.4	6.0	6.1	6.4
APR.	5.9	5.7	5.3	5.9	6.7	7.8	8.5	9.0	10.0	10.3	9.7	9.4	7.4
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	3.1	3.9	4.0	4.2	4.4	4.4	3.8	3.1	3.4	4.3	4.9	5.2	5.5
AUG.	3.1	3.7	4.1	4.6	4.9	4.8	4.1	3.1	2.9	3.8	4.5	5.1	5.3
SEP.	4.2	4.4	4.6	5.0	5.4	5.2	4.6	3.6	2.8	3.2	4.0	4.7	5.1
OCT.	4.4	4.5	4.9	5.2	4.9	5.2	4.9	4.2	3.3	3.4	4.2	4.8	5.3
NOV.	6.7	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.2	5.4	4.3	4.3	5.1	5.4	5.8
DEC.	6.1	6.0	6.2	5.9	5.9	5.8	5.7	5.8	5.3	5.0	4.8	5.3	5.5
ALL.	5.0	5.1	5.3	5.4	5.6	5.5	5.3	4.7	4.2	4.4	4.9	5.3	5.6

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Daily
JAN.	6.4	6.8	6.8	5.9	5.5	5.5	5.6	5.9	5.7	6.2	6.1	6.3
FEB.	5.4	4.9	5.5	5.3	4.8	5.1	5.3	5.2	5.3	5.6	5.6	5.0
MAR.	6.3	6.0	5.9	5.8	5.7	5.6	5.3	5.0	4.7	5.1	5.3	5.5
APR.	7.9	5.8	5.9	4.6	4.1	4.0	4.9	5.8	5.6	5.0	4.8	6.7
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	5.7	5.7	5.3	4.9	4.5	3.7	3.0	2.5	2.1	2.2	2.6	4.0
AUG.	5.6	5.7	5.7	5.6	5.2	4.6	3.8	3.3	3.0	2.8	2.9	4.3
SEP.	5.4	5.4	5.4	5.2	4.9	4.4	3.7	3.3	3.0	3.0	3.6	4.3
OCT.	5.7	5.9	6.0	6.0	5.8	5.4	5.1	4.6	4.2	4.5	4.5	4.9
NOV.	5.8	5.9	5.6	5.3	5.2	5.2	5.4	5.6	5.6	6.1	6.4	5.7
DEC.	5.4	5.4	5.3	5.1	4.8	5.5	5.1	5.9	6.1	6.0	5.0	5.5
ALL.	5.8	5.8	5.7	5.4	5.1	5.0	4.7	4.6	4.4	4.6	4.7	5.1

טבלה 10.11: פילוג לאורך היממה של ממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות של

מהירות הרוח מעל הים, מול חוף ארז, בגובה 70 מ'

Mon	Hour												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13
JAN.	7.8	7.7	8.1	8.6	8.8	8.3	8.6	7.8	7.9	7.6	8.1	7.9	8.3
FEB.	7.3	7.2	6.6	7.3	7.3	6.5	6.2	5.5	5.1	5.3	5.9	6.2	6.6
MAR.	6.5	6.6	6.7	6.2	6.0	6.1	6.2	6.1	6.8	7.7	8.2	7.8	8.2
APR.	6.2	6.6	6.7	7.4	7.5	8.8	9.3	10.6	11.3	11.4	10.3	9.9	8.8
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	3.6	4.2	4.3	4.5	4.6	4.6	4.1	3.5	3.9	4.7	5.1	5.4	5.7
AUG.	3.4	4.0	4.4	4.8	5.1	5.0	4.3	3.5	3.3	4.2	4.8	5.2	5.4
SEP.	4.3	4.6	4.8	5.2	5.6	5.5	4.9	3.9	3.2	3.5	4.3	4.9	5.3
OCT.	4.9	5.0	5.1	5.4	5.2	5.3	5.1	4.5	3.9	4.1	4.9	5.4	5.6
NOV.	7.5	7.3	7.3	7.4	7.3	7.1	6.9	6.2	5.5	5.7	6.5	6.5	6.8
DEC.	7.0	6.5	6.7	6.5	6.4	6.4	6.6	6.5	6.2	6.1	6.4	7.3	7.3
ALL.	6.2	6.2	6.3	6.5	6.5	6.4	6.3	5.9	5.9	6.1	6.5	6.6	6.8

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Daily
JAN.	8.4	8.9	8.7	7.7	7.4	7.1	7.1	7.6	6.6	7.6	7.2	8.0
FEB.	6.9	6.2	7.5	7.5	6.6	7.3	6.9	6.6	6.5	6.9	7.3	6.7
MAR.	7.9	7.3	7.1	6.6	6.4	6.2	6.0	5.8	5.7	6.1	6.5	6.8
APR.	8.8	7.6	7.4	6.5	5.6	5.3	5.8	6.4	6.3	6.1	5.2	8.2
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	5.8	5.9	5.4	5.1	4.7	4.0	3.4	3.1	2.5	2.7	3.1	4.5
AUG.	5.7	5.9	5.9	5.7	5.3	4.8	4.2	3.8	3.4	3.1	3.2	4.7
SEP.	5.5	5.6	5.7	5.5	5.2	4.7	4.1	3.7	3.4	3.3	3.8	4.7
OCT.	6.0	6.2	6.3	6.4	6.3	6.1	5.6	5.2	4.7	5.0	5.0	5.4
NOV.	6.9	7.1	6.6	6.3	6.6	6.3	6.5	6.6	6.6	7.0	7.2	6.8
DEC.	7.1	6.9	6.9	6.9	6.7	7.4	6.2	7.3	7.1	6.8	5.4	6.7
ALL.	6.9	6.8	6.8	6.5	6.2	6.2	5.8	5.9	5.6	5.9	5.8	6.3

טבלה 10.12: פילוג לאורך היממה של מהירות הרוח הממוצעת לשעה, מעל היס מול חוף חדרה,

בגובה 70 מ'

Mon	Hour												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13
JAN.	5.4	5.4	5.4	5.5	5.7	5.9	5.4	5.5	5.8	5.8	5.9	5.9	6.2
FEB.	3.8	4.0	4.4	4.3	4.4	4.4	4.6	4.5	4.7	5.1	5.6	6.0	6.3
MAR.	4.0	4.2	4.1	4.1	4.1	4.4	4.7	4.8	5.2	5.3	5.8	5.9	6.0
APR.	6.7	6.3	5.9	5.6	6.4	6.2	6.7	10.9	7.1	6.4	8.0	10.0	9.2
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	3.1	3.2	3.4	3.5	3.8	4.1	4.2	4.3	4.7	5.0	5.2	5.3	5.4
AUG.	3.4	3.2	3.0	3.1	3.0	3.1	3.3	3.2	3.7	4.0	4.6	4.8	5.3
SEP.	3.3	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.1	3.3	3.7	4.2	4.6	5.2
OCT.	2.9	2.7	2.7	2.9	2.8	2.8	3.1	3.0	2.7	3.5	4.6	5.4	6.1
NOV.	4.3	4.3	4.1	4.0	4.4	4.5	4.5	4.3	4.5	4.6	5.1	5.3	5.5
DEC.	4.7	4.8	4.9	4.7	4.3	4.4	4.3	4.6	4.9	4.9	5.7	5.6	6.2
ALL.	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.2	4.2	4.2	4.4	4.7	5.2	5.5	5.8

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Daily
JAN.	6.2	6.2	6.3	6.1	5.8	5.6	5.3	5.5	5.1	5.1	5.4	5.7
FEB.	6.6	7.0	7.3	7.2	7.0	6.1	5.1	4.0	3.9	3.9	3.8	5.2
MAR.	6.7	6.8	6.9	7.3	6.9	6.5	5.4	4.5	4.2	4.4	4.4	5.3
APR.	8.6	7.1	7.5	5.7	6.2	6.2	6.9	6.7	6.7	5.6	5.4	7.0
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	5.4	5.3	5.1	4.8	4.4	3.8	3.1	2.7	2.6	2.9	3.1	4.1
AUG.	5.6	5.8	5.9	5.9	5.6	5.2	4.5	3.8	3.5	3.5	3.3	4.2
SEP.	5.6	6.0	6.1	6.1	5.7	5.2	4.7	4.2	3.7	3.3	3.2	4.2
OCT.	6.7	7.0	7.2	7.1	6.9	6.7	5.8	5.1	4.4	3.9	3.3	4.6
NOV.	5.9	5.8	5.5	5.3	5.4	5.3	4.7	4.1	4.1	4.1	4.3	4.8
DEC.	6.3	6.4	6.2	5.7	5.5	5.0	5.0	4.5	4.5	4.6	4.8	5.1
ALL.	6.1	6.3	6.3	6.1	5.9	5.5	4.9	4.3	4.0	4.0	4.0	4.8

טבלה 10.13: פילוג לאורך היממה של ממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות של מהירות הרוח מעל הים מול חוף חדרה, בגובה 70 מ'

Mon	Hour												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13
JAN.	7.6	7.6	7.9	8.2	8.4	8.3	7.7	7.2	7.7	7.6	7.5	7.4	7.6
FEB.	5.4	5.2	5.9	5.6	5.7	5.9	5.7	5.8	6.1	6.5	7.0	7.2	7.5
MAR.	5.3	5.6	5.5	5.6	5.3	5.6	6.3	6.2	7.0	6.6	7.2	6.8	7.0
APR.	7.8	7.0	7.0	6.1	8.1	7.0	7.2	11.6	8.3	7.9	8.7	10.7	9.3
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	3.7	3.8	3.8	3.9	4.2	4.5	4.6	4.8	5.1	5.3	5.5	5.5	5.5
AUG.	3.7	3.5	3.3	3.5	3.4	3.6	3.8	3.9	4.1	4.3	4.7	4.9	5.4
SEP.	3.9	3.7	3.8	3.9	3.9	4.1	4.0	3.7	4.0	4.1	4.4	4.8	5.5
OCT.	4.0	3.7	3.7	3.7	3.6	3.5	3.8	3.8	3.8	4.0	4.9	6.1	6.9
NOV.	7.0	7.4	6.5	6.2	6.5	6.2	6.2	6.0	6.2	6.3	6.6	6.8	6.7
DEC.	6.3	6.3	6.5	6.1	5.5	5.4	5.2	5.4	5.8	6.1	7.3	7.3	7.6
ALL.	5.6	5.7	5.7	5.6	5.7	5.6	5.6	5.6	5.9	5.9	6.4	6.5	6.8

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Daily
JAN.	7.4	7.5	7.7	7.8	7.5	7.6	7.2	7.3	6.8	6.7	7.6	7.6
FEB.	7.7	8.2	8.7	8.5	8.5	7.7	6.4	5.4	5.4	5.3	5.1	6.7
MAR.	7.6	7.8	8.2	8.6	8.1	7.8	6.4	5.5	5.3	6.0	5.9	6.7
APR.	8.8	7.2	7.8	5.8	6.5	6.7	7.2	6.9	7.0	5.9	6.6	7.9
MAY	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JUNE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
JULY	5.6	5.5	5.3	5.0	4.6	4.1	3.5	3.2	3.3	3.4	3.6	4.6
AUG.	5.6	6.0	6.1	6.2	6.1	5.7	5.1	4.6	4.2	4.0	3.7	4.8
SEP.	6.0	6.4	6.6	6.6	6.3	5.9	5.4	5.0	4.4	4.0	4.1	5.0
OCT.	7.6	8.1	8.3	8.3	8.2	7.8	7.0	6.1	5.5	5.1	4.5	6.0
NOV.	7.1	6.9	6.4	6.5	6.9	7.3	6.8	6.2	5.9	6.5	6.6	6.6
DEC.	7.6	7.5	7.2	6.8	6.7	6.4	6.5	6.6	6.3	6.5	6.5	6.5
ALL.	7.0	7.2	7.3	7.3	7.2	6.9	6.2	5.8	5.4	5.5	5.6	6.2

11. טורבינת הרוח באתר והפקת האנרגיה

11.1 כללי

במסגרת הפרק הנוכחי תבחן הצבת טורבינות רוח בשני האתרים שנסקרו בפרק הקודם, ותחושב תפוקת האנרגיה השנתית של הטורבינות בכל אתר. החישובים יבוצעו לגבי שלוש טורבינות:

- הטורבינה V80 של Vestas בהספק נקוב של 2.0MW.
- הטורבינה N90 של Nordex בהספק נקוב של 2.3MW.
- הטורבינה 1000/54 של חברת Nordic בהספק נקוב של 1MW.

11.2 הטורבינה Vestas V80

Vestas הינה החברה הגדולה בעולם לייצור טורבינות רוח. הטורבינה V80 מייצגת למעשה את המוצר האחרון בהיסטוריה ארוכה של טורבינות שהלכו וגדלו עם השנים. זאת הטורבינה הגדולה במשפחת הטורבינות המיוצרות כיום על ידי Vestas, כאשר החברה מתכננת להציע, החל משנת 2004, טורבינה גדולה יותר בהספק נקוב של 3MW.

טורבינה זאת בעלת שלושה להבים. הבקרה נעשית על ידי שינוי פסיעה רציף, וכמו כן יש לטורבינה מערכת סבסוב אקטיבית (הרוטור נמצא בקדמת המגדל - Upwind). המספר 80 בסימון הטורבינה מציין כי מדובר ברוטור שקוטרו 80m.

פנט מיוחד של Vestas, הקרוי Optispeed, מאפשר לרוטור לעבוד במהירות סיבוב משתנה, בטווח של 60% ממהירות הסיבוב הנומינלית. הלהבים עשויים מחומר מרוכב על בסיס סיבי זכוכית. הלהבים מתחברים, דרך מיסבי שינוי הפסיעה, לטבור. הטבור, בעזרת הציר האיטי, מעביר את המומנט לתיבת התמסורת שמשלבת שיטה פלנטרית עם שיטה בורגית (Planetary & Helical). מתיבת התמסורת עובר המומנט, בציר המהיר ודרך מחברים מיוחדים, לגנרטור אסינכרוני בעל 4 קטבים.

הטורבינה עוצרת בעזרת שינוי הפסיעה למצב גרר מקסימלי. בנוסף ישנו גם מעצור מכני הפועל על הציר המהיר. המערכת כולה מבוקרת בעזרת מחשב בקן (Nacelle). מערכת שינוי הפסיעה הינה הידרולית ומאפשרת טווח שינוי של 95° . שינוי הסבסוב מבוצע בעזרת ארבעה גלגלי שיניים המונעים על ידי מנועים חשמליים. גלגלי השיניים נעים על זר שיניים גדול בקצה המגדל.

לטורבינה קו אטום שהכיסוי שלו מחומר מרוכב על בסיס סיבי זכוכית. בקן מנוף עם כושר הרמה של 800kg המאפשר תיקונים ללא צורך בציוד חיצוני. ניתן להגדיל את כושר ההרמה ל-6,400kg. הטורבינה מתוארת בציורים 11.1-11.3. החברה מציעה כאופציה בסיס נחיתה למסוקים עם גישה לקו.

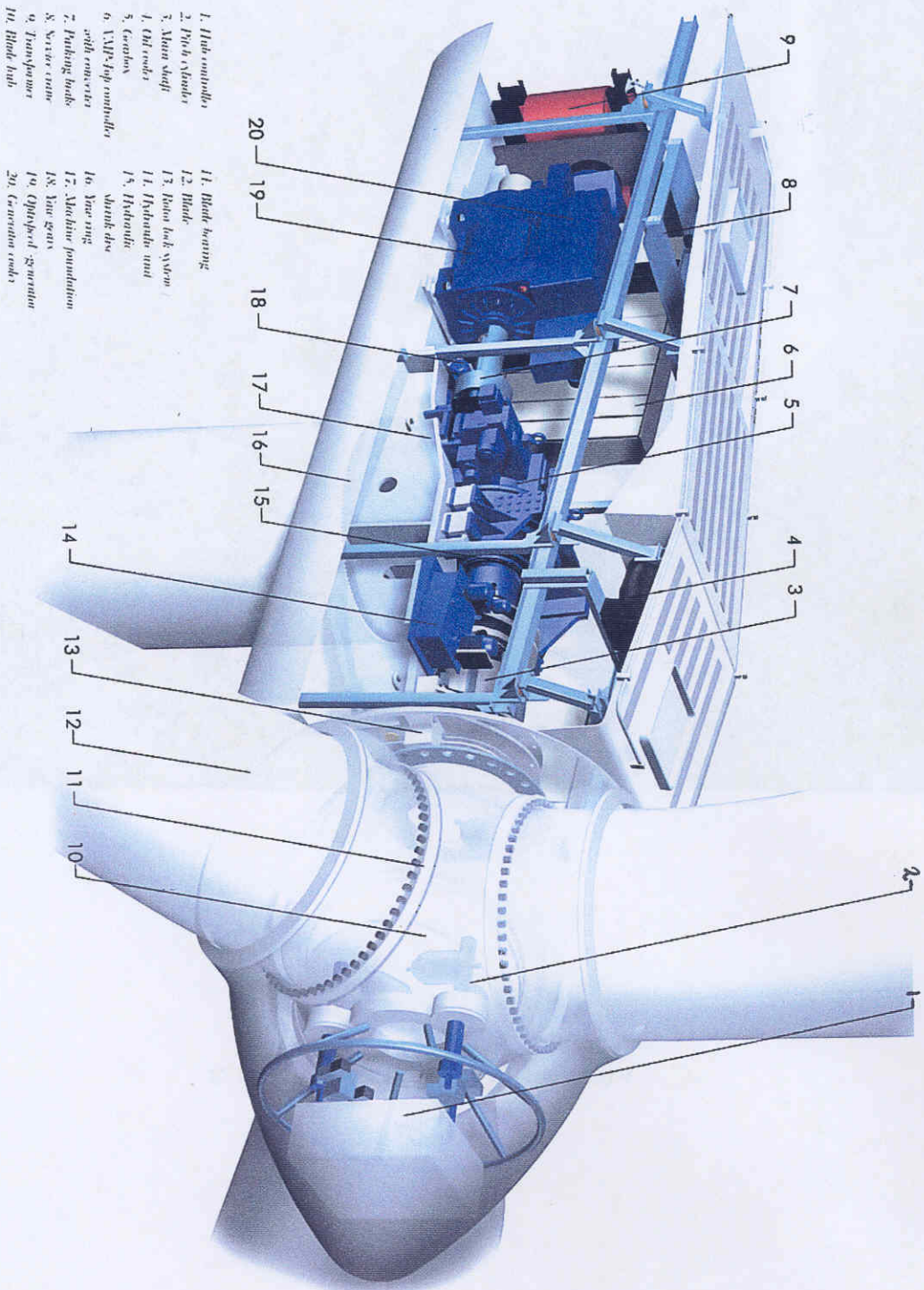
המגדל עשוי מצינור פלדה שעובר טיפול מיוחד נגד קורוזיה בצדו החיצוני. טיפול זה מיועד להגן על המגדל לתקופה ארוכה. כאופציה, החברה גם מציעה מעלית בתוך המגדל היכולה להתווסף



ציור 11.1- חוות טורבינות רוח ימיות מסוג Vestas V80



ציור 11.2 - הטורבינה Vestas V80



- 1. Pitch controller
- 2. Pitch cylinder
- 3. Main shaft
- 4. OGI rods
- 5. Gearbox
- 6. VMP-top controller with connectors
- 7. Pitching brake
- 8. Yaw ring
- 9. Transformer
- 10. Blade hub
- 11. Blade bearing
- 12. Blade
- 13. Yaw lock system
- 14. Hydraulic unit
- 15. Hydraulic tank
- 16. Yaw ring
- 17. Machine foundation
- 18. Main gear
- 19. Planetary generator
- 20. Generator rods

צילום 11.3 - מבנה הטורבינה Vestas V80

לסולם הקיים. הטורבינה יכולה לעבוד בטווח טמפרטורות של 20°C - 30°C . במקרה של הפעלה בישראל יש לדאוג לאפשר פעולה בטמפרטורות גבוהות יותר (החברה מספקת זאת לפי בקשה). הטורבינה מתחברת לרשת החשמל בתחתית המגדל. התיבור הוא בתחום מתחים של 6-34.5KV, כאשר המקסימום הינו 36kV. השנאי בטורבינה צריך להיות מותאם למתח הרשת. כדי למנוע קיצור אורך החיים של הטורבינה, אסור שממוצע נפילות הרשת יעלה על אירוע אחד לשבוע. יש לספק גם הארקה לטורבינה.

לטורבינה מערכת של חימום ומניעת לחות בקן. בתקופות של לחות גבוהה צריכת ההספק של מערכת זאת אינה זניחה. קיימת גם מערכת בקרה מיוחדת שבמקרים בהם יש צרוף "מסוכן" של רוח חזקה, טמפרטורה גבוהה וצפיפות אוויר נמוכה - דואגת לכך שהטורבינה תעבוד בהספק הנמוך מהרגיל.

מהירות הרוח המקסימלית שבה מופסקת פעילות הטורבינה הינה פרמטר תכנון התלוי בתנאי האתר. בדרך כלל טווח השינוי של מהירות מקסימלית זאת הוא 20-25 m/sec.

גרף ההספק עבור צפיפות של 1.225kg/m^3 , מוצג בציור 11.4. הנתונים לגרף ההספק של הטורבינה הם עבור טורבולנציה של 10%. ההספק נמדד בצד של המתח הנמוך בשנאי (כלומר הפסדי שנאי יש לקחת בחשבון בחישובים, כתלות בסוג השנאי). מהירות הרוח בגרף מתייחסת לממוצע על פני 10 דקות.

בנספח א' מוצגים הנתונים הטכניים של הטורבינה.

11.3 הפקת אנרגיה באתר ארז ואתר חדרה

החישוב בסעיף זה מתבסס על הנתונים שבטבלה 10.6 בפרק הקודם. מניחים כי הטורבינה נמצאת במרחק של 2,500m מהחוף. מנספח א' ניתן לראות כי גובה הטבור (Hub Height) משתנה, לפי מבנה המגדל, בין 60m ל-78m. נבחר גובה של 70m.

אם $f(v)$ מסמל את שכיחות מהירות הרוח V (באחוזים) כאשר $P(v)$ הינו הספק הטורבינה במהירות זאת, אזי כמות האנרגיה השנתית שתופק תהיה:

$$E = (8760/1000) \int P(v) f(v) dv$$

האינטגרציה במשוואה האחרונה מוחלפת בסכום במקרה של שימוש בנתונים של הפרק הקודם.

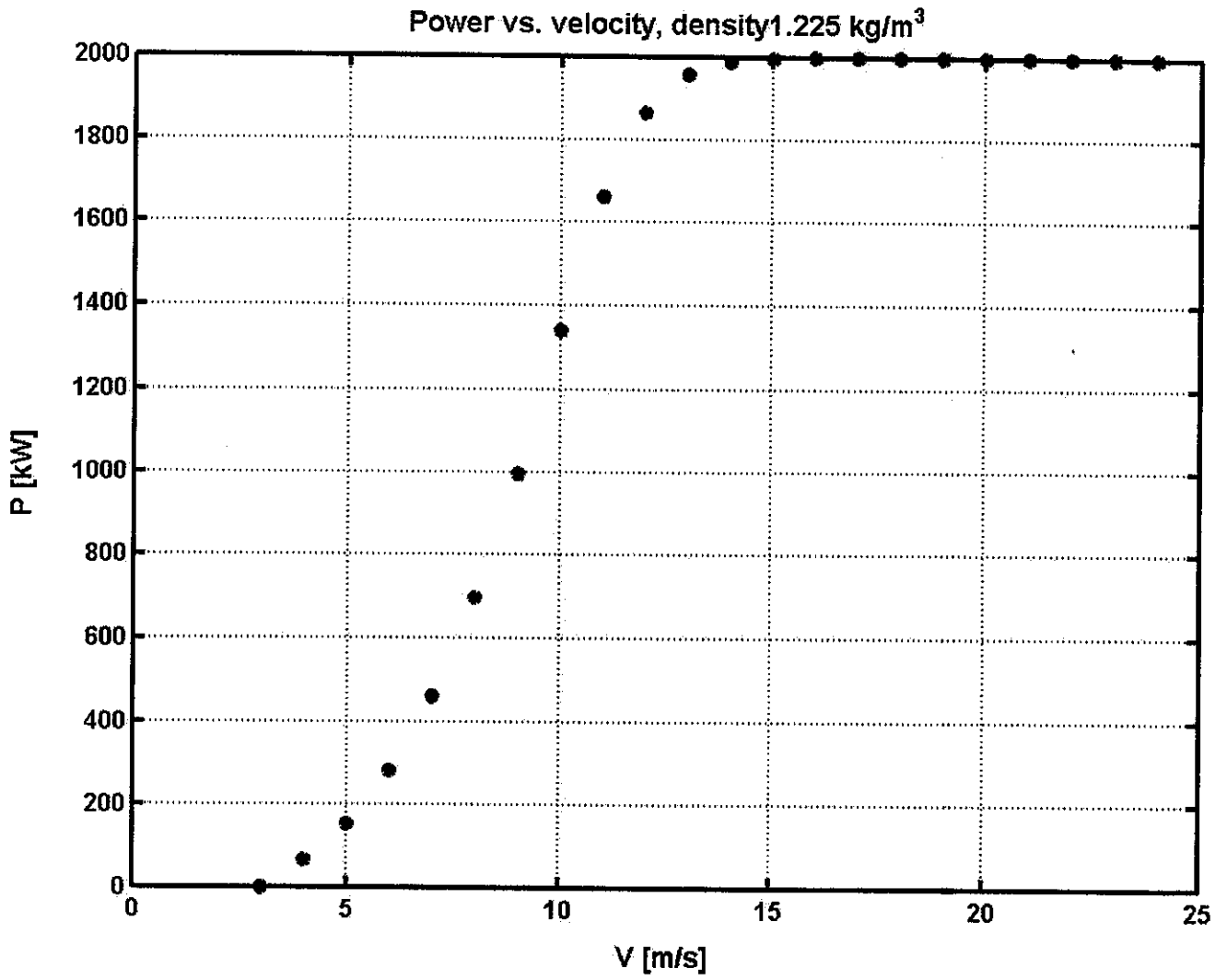
נכתבה תכנית מחשב המיישמת את המשוואה האחרונה. תכנית זאת נבדקה ואומתה על ידי השוואת תוצאותיה לתוצאות אחרות בספרות. כך למשל לפי חברת Vestas הטורבינה V80 ברוח ממוצעת שנתית של 5m/sec ופלוג ריילי (Rayleigh) תפיק בשנה (MWh) 2575 אנרגיה חשמלית. התכנה הנוכחית נתנה (MWh) 2585, כלומר תוצאה השונה ב- 0.4%. מדובר בהבדל זניח.

בציור 11.5 מוצג הגרף של $f(v)$ באתר ארז. על סמך נתונים אלה מקבלים כי תפוקת האנרגיה בנקודה הנמצאת 2,500 מ' מחוף ארז, בה ניצבת טורבינה V80 של חברת Vestas, כאשר גובה הטור 70m, תהיה (MWh) 2673 לשנה.

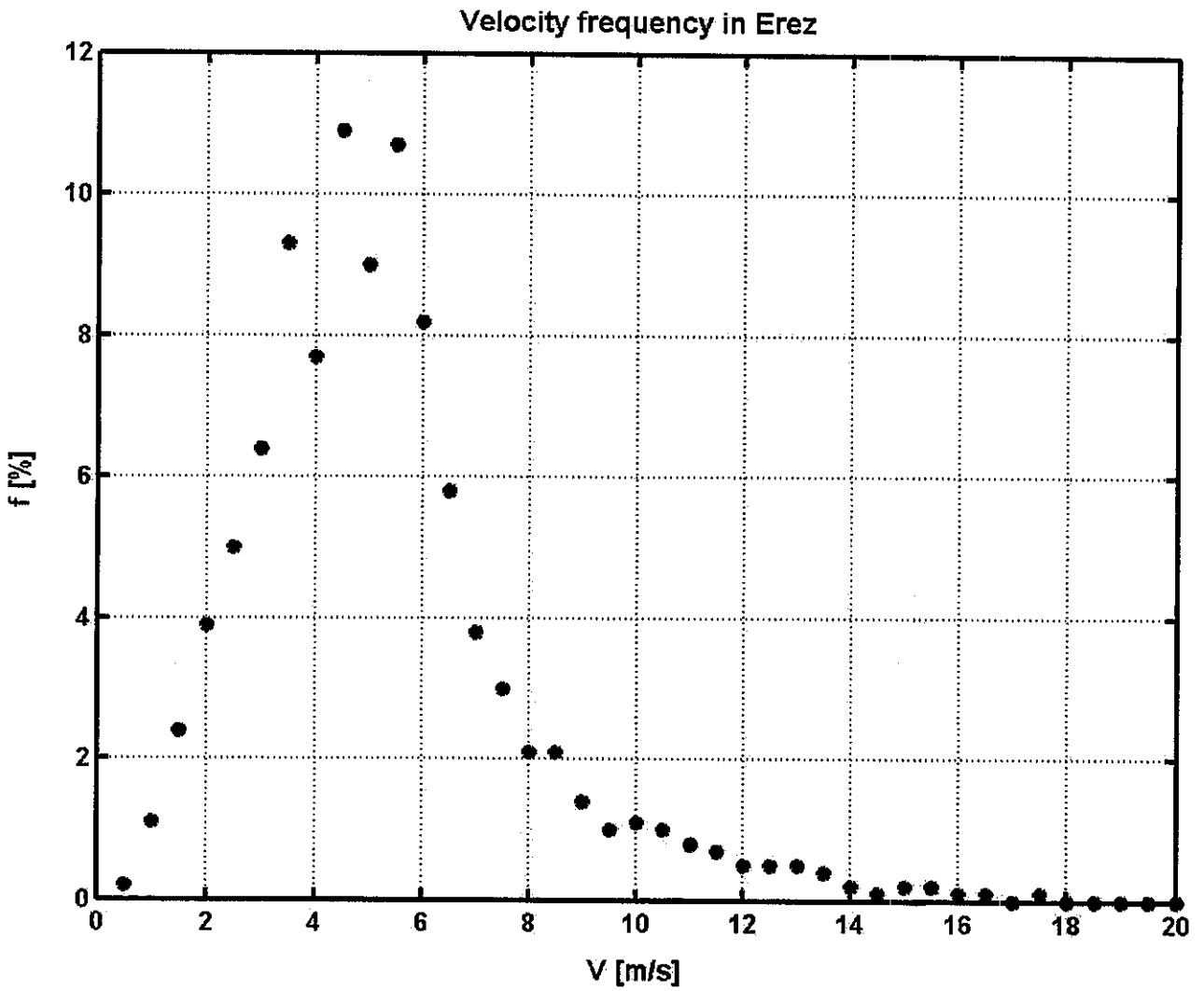
בציור (11.6) מוצג הפילוג של הפקת האנרגיה במהלך השנה. כזכור בחודשים מאי יוני לא היו נתוני מדידות. בכל מקרה, התוצאות מצביעות על כך שכחודשיים יולי-ספטמבר תפוקת האנרגיה נמוכה.

חישוב דומה לזה שנעשה לאתר ארז, נעשה עבור אתר חדרה. בציור (11.7) מוצג בגרף של $f(v)$ בנקודה.

כמות האנרגיה השנתית לפי גרף זה הינה (MWh) 2549. חלוקת האנרגיה לגבי חודשי השנה מופיעה בציור (11.8).

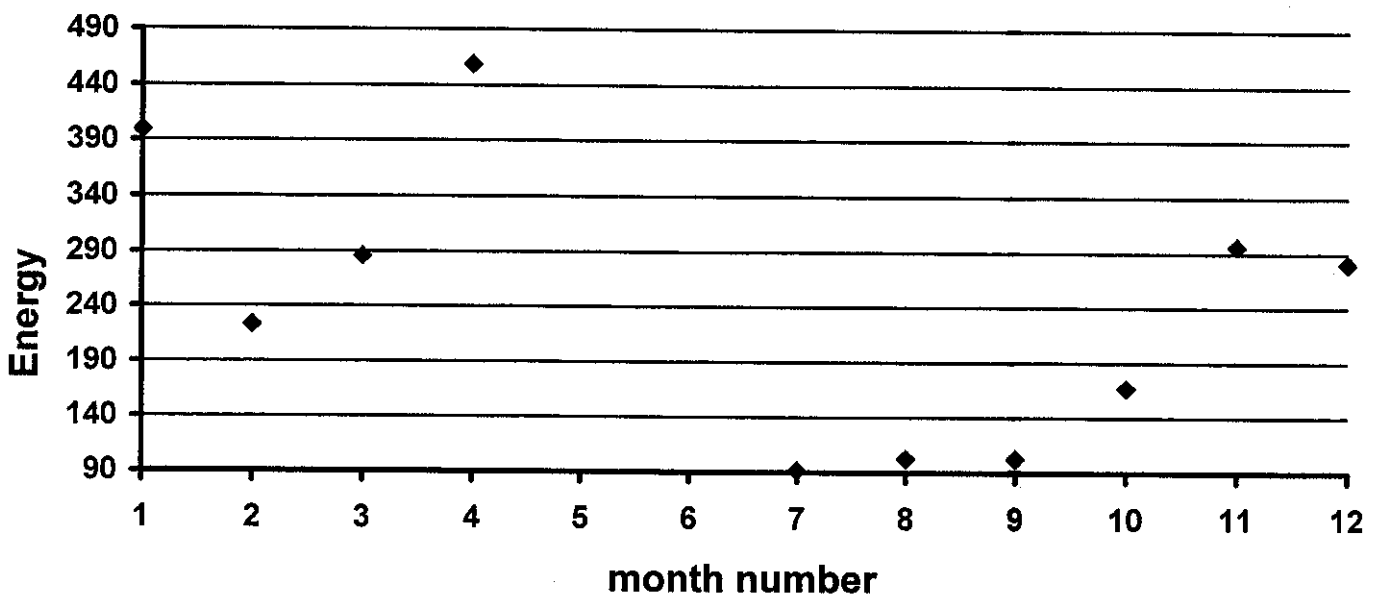


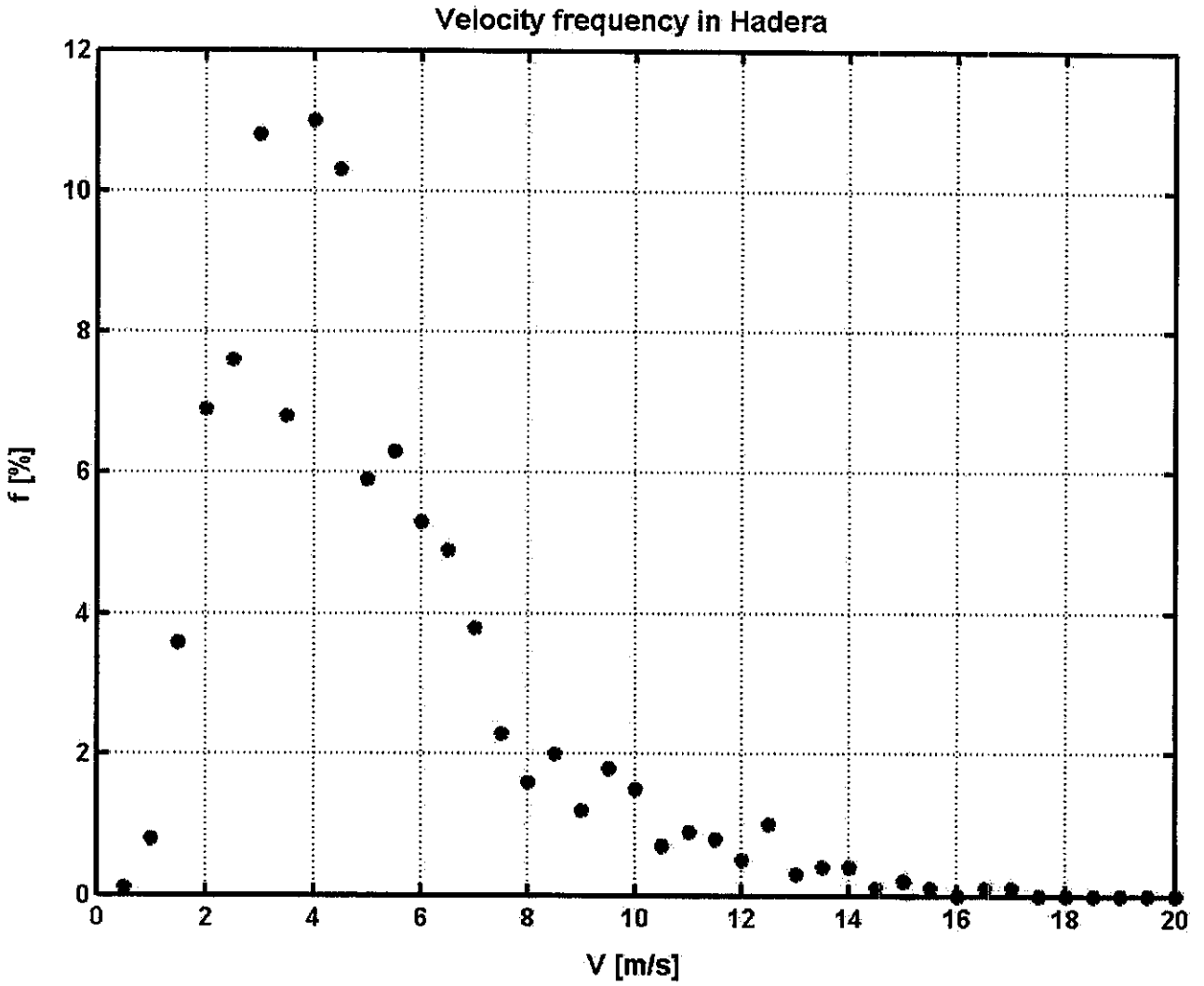
ציור 11.4 - גרף ההספק של הטורבינה V80



ציור 11.5 - השכיחות השנתית של מהירות הרוח $f(v)$, באתר ארז

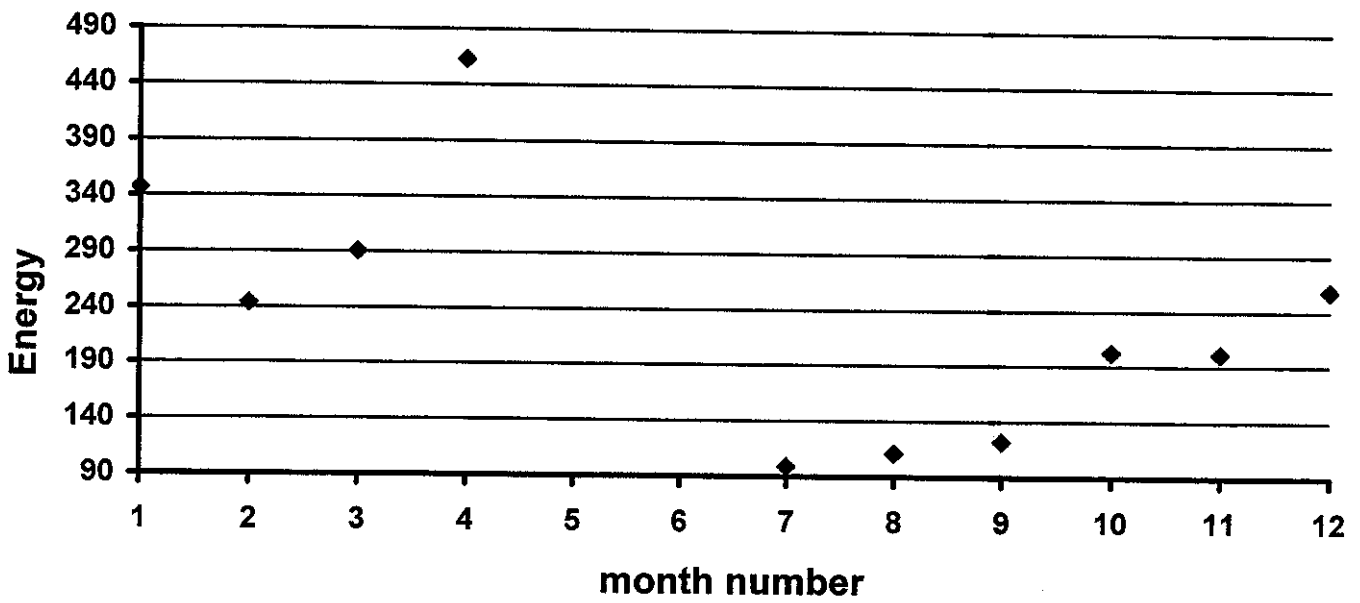
V-80. Energy production, Erez





ציור 11.7 - השכיחות השנתית של מהירות הרוח, $f(v)$, באתר חדרה

V-80. Energy production, Hadera



ציור 11.8 - פילוג הפקת האנרגיה באתר חדרה לאורך השנה, ע"י טורבינה V80

11.4 הטורבינה Nordex 90

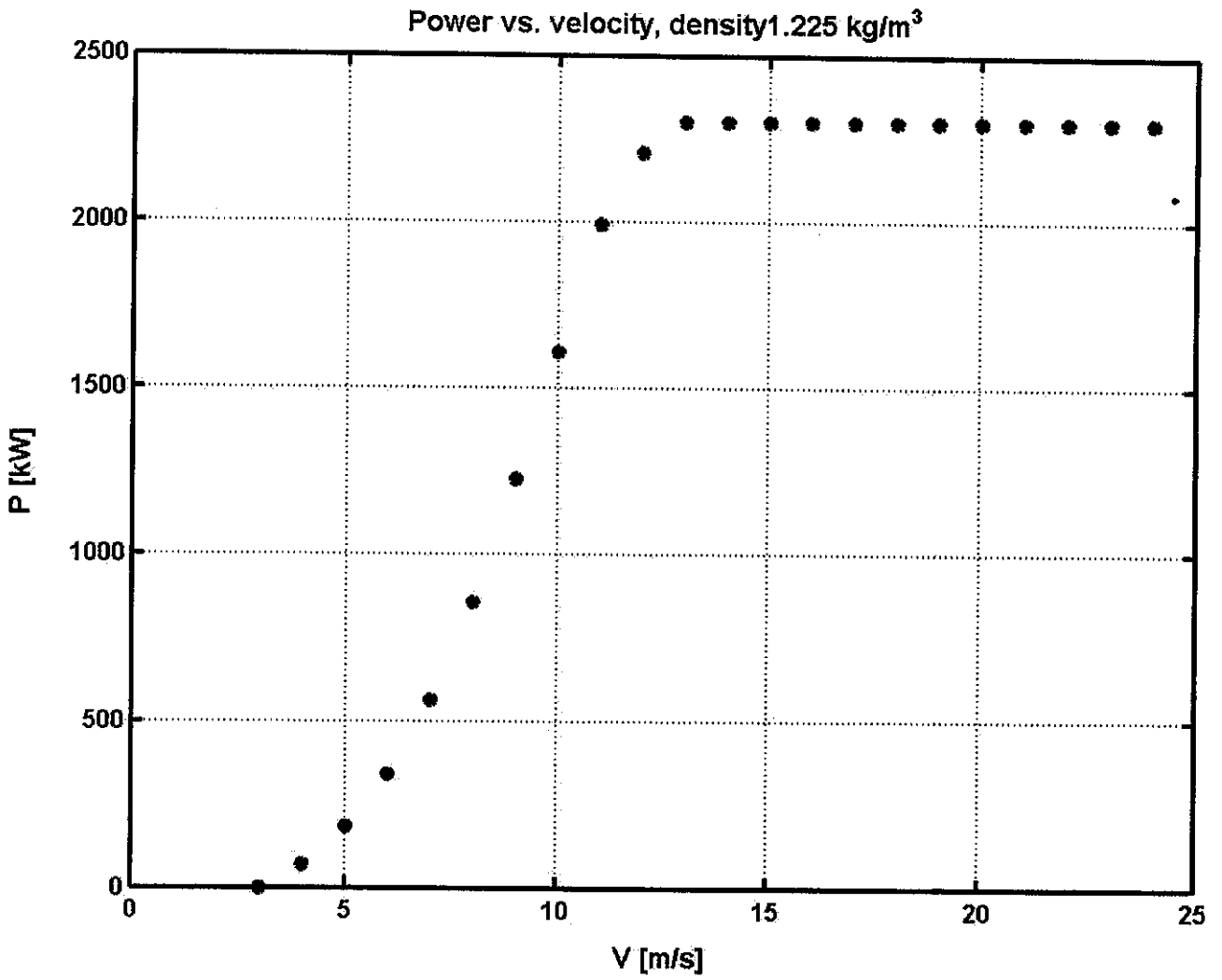
חברת Nordex, שמרכזיה מצויים בדנמרק וגרמניה, משווקת טורבינה הקרויה N80 שלרוטור שלה קוטר של 80m, הדומה לטורבינה V80 של Vestas. אולם בעוד שטורבינה זאת מתוכננת בעיקר לרוחות חזקות, החברה עומדת להציע גם טורבינה בעלת קוטר של 90m, המתוכננת לרמות רוח חלשות יותר. טורבינה זאת קרויה N90.

הרוטור מורכב משלושה להבים העשויים מסיבי זכוכית. הבקרה הינה בעזרת שינוי פסיעה של כל להב בנפרד. מהירות הסיבוב של הרוטור משתנה בתחום 9.6-16.9 rpm. תיבת ההגברה של המערכת מורכבת משני שלבים פלנטרים ושלב אחד של spur-gear. הגנרטור הינו גנרטור אסינכרוני. לתיבת ההגברה, גנרטור והממיר (מ-DC ל-AC), מערכות קירור מיוחדות.

לטורבינה מערכת עצירה אוירודינמית המתבססת על שינוי הפסיעה של הלהבים. כמו כן קיימת מערכת המסבסבת אותה בצורה רציפה לכיוון הרוח. מערכת בקרה ממוחשבת אחראית על כל בקרת הטורבינה.

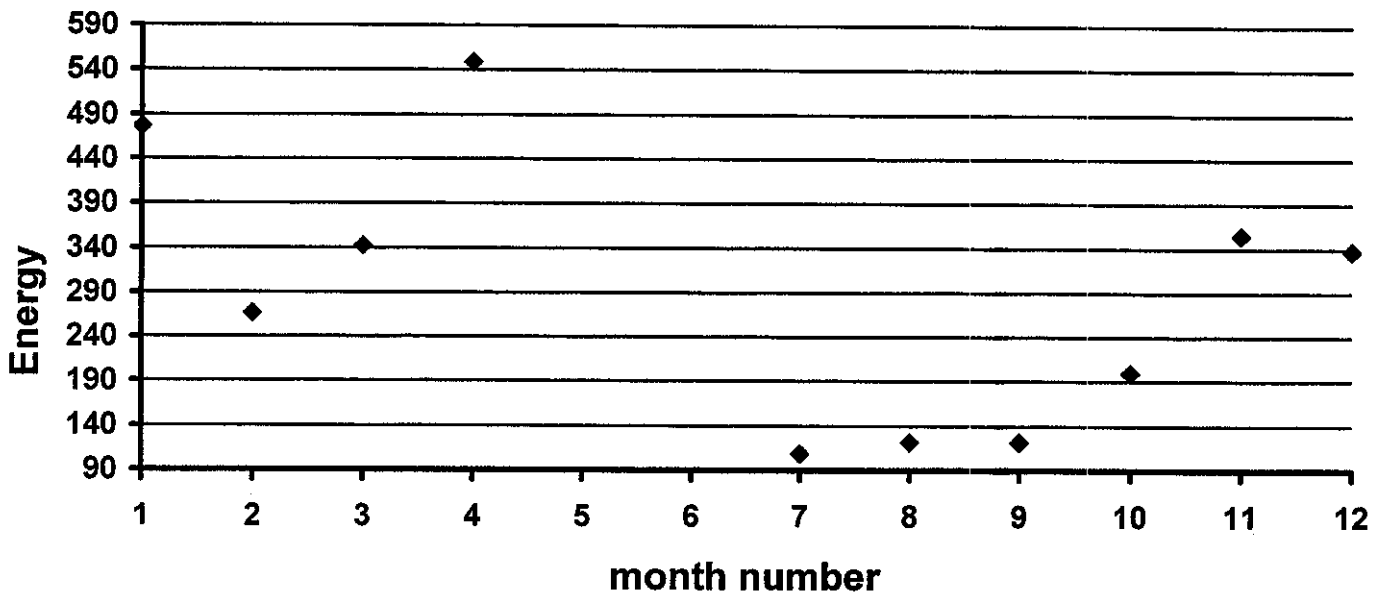
נתונים נוספים של הטורבינה מופיעים בנספח ב'. גרף ההספק של הטורבינה מתואר בציור 11.9.

נעשה חישוב של האנרגיה שתפיק הטורבינה בשני האתרים: ארו וחדרה. ההנחה היא שגם במקרה זה גובה הטבור 70m. מקבלים כי הפקת האנרגיה השנתית באתר ארו הינה 3202MWh. הפילוג השנתי של הפקת האנרגיה מוצג בציור 11.10. האנרגיה השנתית שתופק באתר חדרה הינה 3044MWh. הפילוג השנתי של הפקת אנרגיה זאת מוצג בציור 11.11.



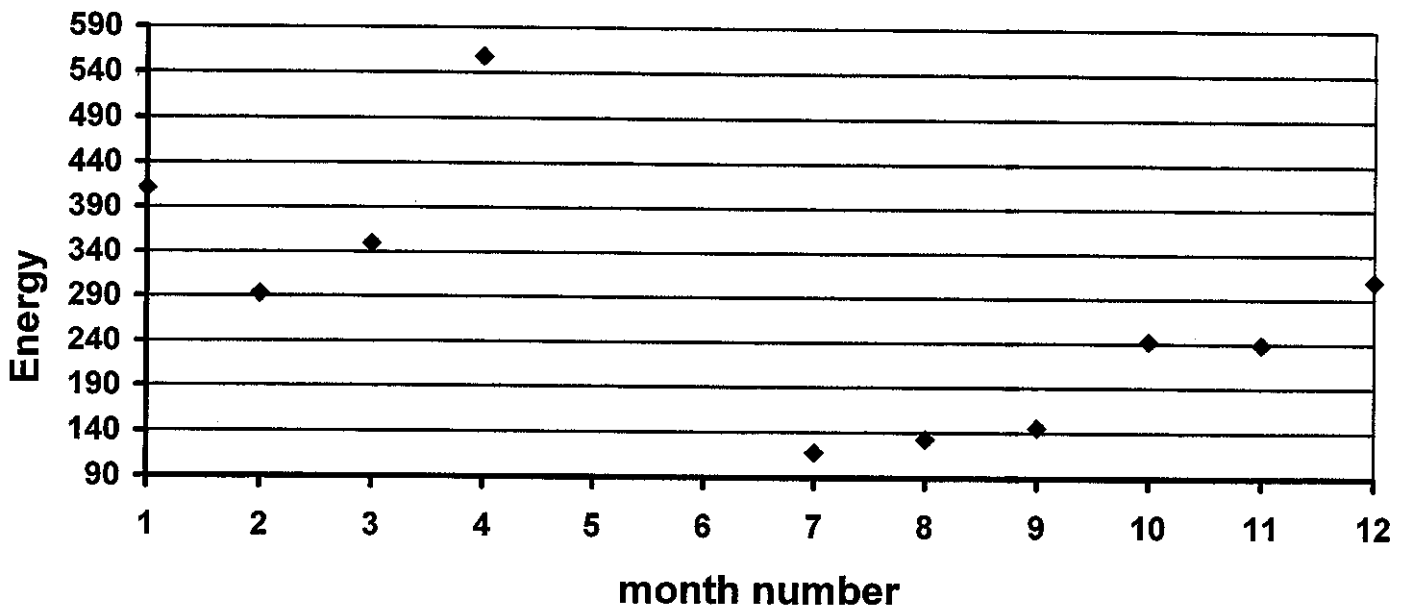
ציור 11.9 - גרף ההספק של הטורבינה N90

N-90. Energy production, Erez



ציור 11.10 - פילוג הפקת האנרגיה באתר ארז לאורך השנה ע"י טורבינה N90

N-90. Energy production, Hadera



ציור 11.11 - פילוג הפקת האנרגיה באתר חדרה לאורך השנה ע"י הטורבינה N90

11.5 הטורבינה Nordic 1000/54

הטורבינה מיוצרת על-ידי חברת Nordic שמרכזה בשבדיה.

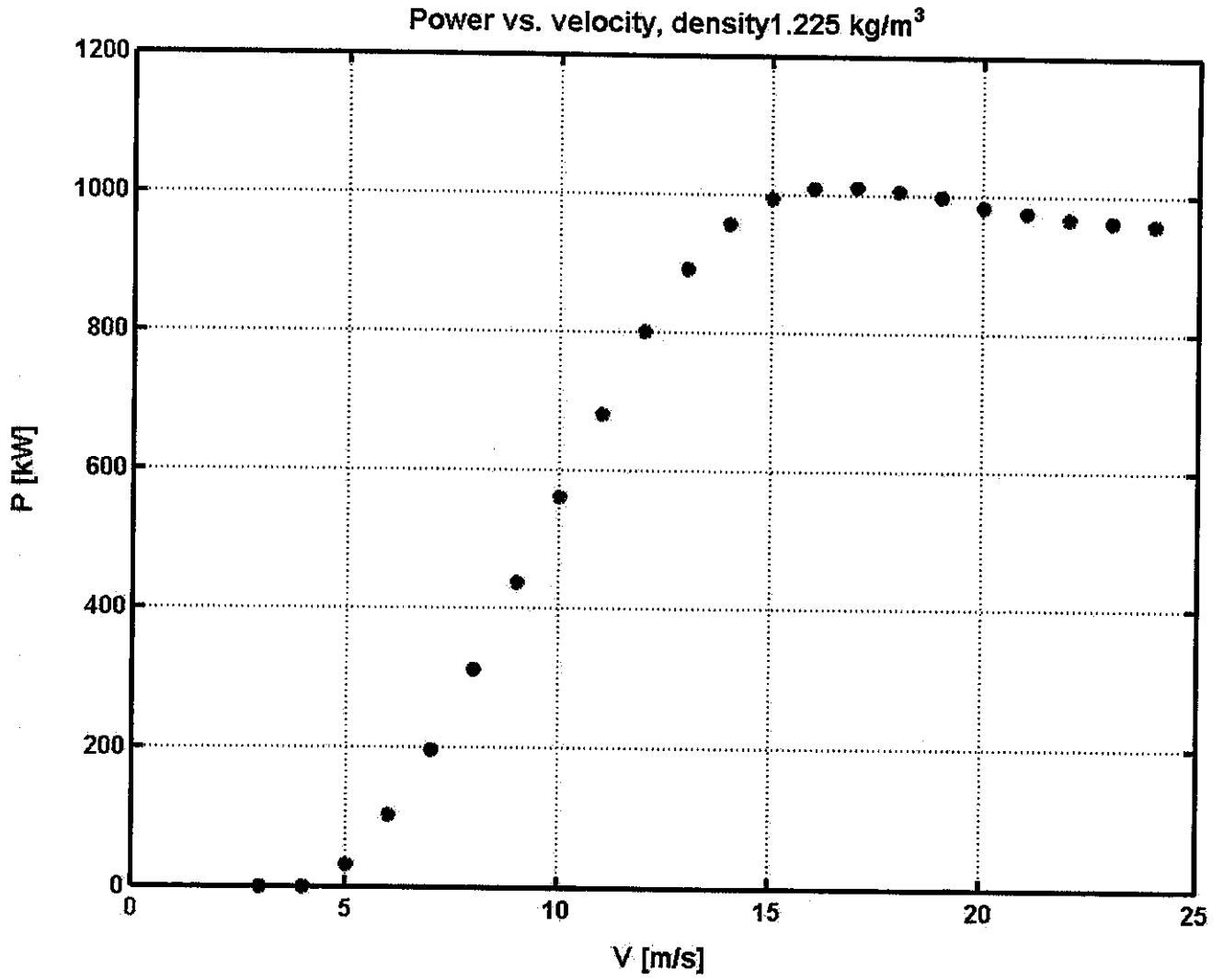
תכנון הטורבינה הינו מתקדם ומתבטא בהקטנת משקל המערכת. שני הלהבים עשויים מפוליאסטר המחוזק בסיבי זכוכית. קצות הלהבים יכולים להסתובב בזווית גדולות ולשמש מעצורים בעת הצורך. הרוטור פועל על העיקרון של בקרת הזדקרות, כדי להגביל את ההספק במהירויות רוח גבוהות. הטבור מתוכנן כנדנדה כדי להקטין את העומסים בשורש הלהבים. בטבור נמצא גם המנגנון לשליטה בזווית קצות הלהבים.

תיבת הגברה פלנטרית משמשת להעלאת מהירות הסיבוב בציר המהיר. על הציר המהיר נמצא גם המעצור של הטורבינה. המעצור מופעל כאשר הלחץ ההידרולי משתחרר. הגנרטור הינו גנרטור אינדוקטיבי מקורר נוזל. החשמל המיוצר בגנרטור מועבר לתחתית המגדל על ידי כבל גמיש המאפשר שני סיבובים בכל כיוון.

הקן של הטורבינה עשוי כמו הלהבים מפוליאסטר מחוזק בסיבי זכוכית, כאשר הסבסוב נשלט על ידי שלושה מנועים הידרוליים. המערכת מאפשרת תנועות סבסוב קטנות ומרוסנות. בקרת הטורבינה מתבססת על מחשב שמפקח על כל פעולת הטורבינה.

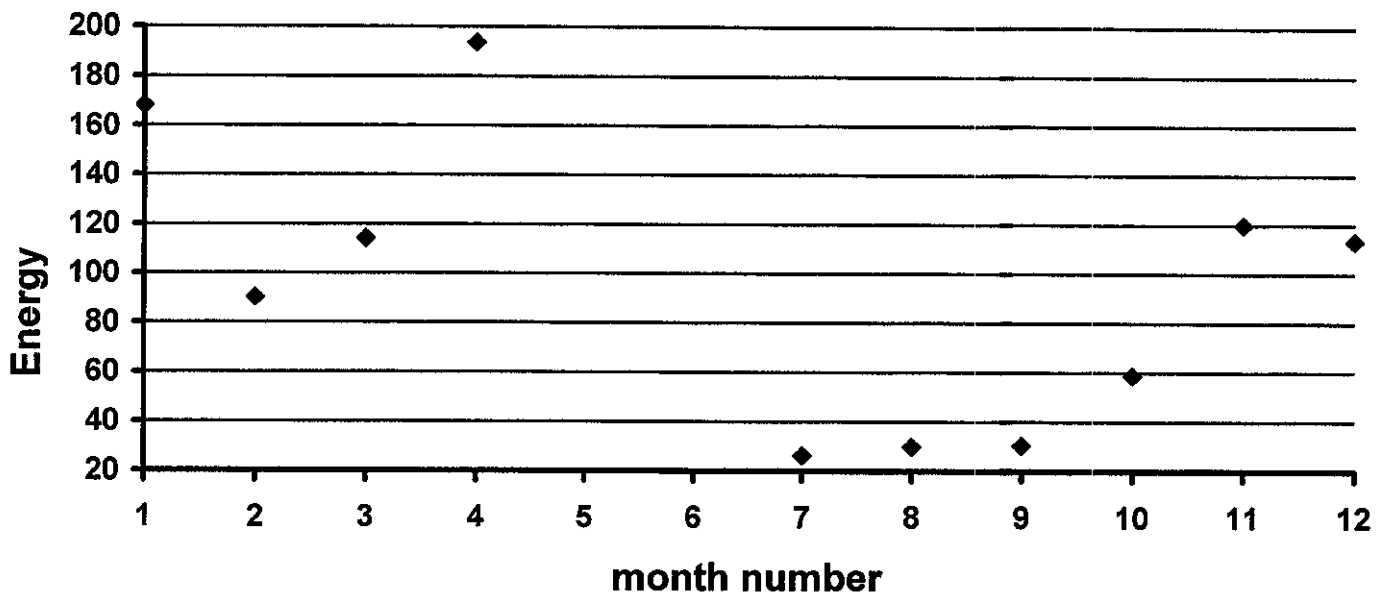
בנספח ג' מופיעים הפרטים הטכניים של הטורבינה.

גרף ההספק של הטורבינה מתואר בציור 11.12. נעשה חישוב של האנרגיה שתפיק הטורבינה בשני האתרים: ארו וחדרה. ההנחה היא שגם במקרה זה גובה הטבור 70m. מקבלים כי הפקת האנרגיה השנתית באתר ארו הינה 1,037MWh. הפילוג השנתי של הפקת האנרגיה מתואר בציור 11.13. האנרגיה השנתית שתופק באתר חדרה היא 999MWh. הפילוג השנתי מוצג בציור 11.14.



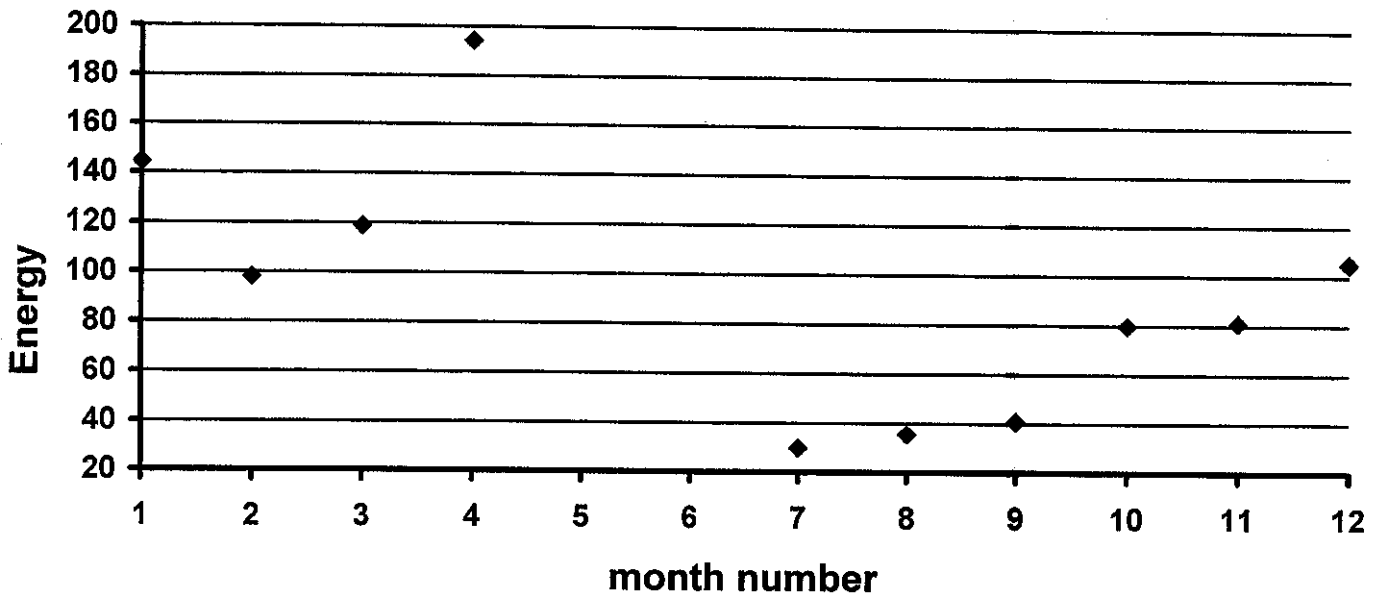
ציור 11.12 - גרף ההספק של הטורבינה Nordic 1000/54

Nordic 1000/54. Energy production, Erez



צילום 11.13 - פילוג הפקת האנרגיה באתר ארז לאורך השנה ע"י הטורבינה
Nordic 1000/54

Nordic 1000/54. Energy production, Hadera



ציור 11.14 - פילוג הפקת האנרגיה באתר חדרה לאורך השנה ע"י הטורבינה
Nordic 1000/54

12. אפשרויות והערכת עלות למבנה נושא באזורנו

12.1 מבנה החוף

ציור 12.1 מציג מפת עומקי ים לאורך חוף הים התיכון של מדינת ישראל. המפה הוכנה לפי שני מקורות נתונים:

1. קווי העומק עד 30 מטר לפי מדידות שבוצעו בשנת 2000 על ידי חברת אוקיאניה-מחקרים ימיים בע"מ, עבור משרד התשתיות במסגרת פרויקט קו הגז הטבעי.
2. קווי העומק מ-100 מטר לפי בסיס נתונים DBDBV של הצי האמריקאי.

טופוגרפית החוף שבין אשקלון לחוף הדרומי של חיפה אחידה יחסית. הטווח האופקי הטיפוסי שבין עומק 10 מטר ל-30 מטר הוא כ-2000 מטר כלומר השיפוע כ-1:100. שיפוע דומה ממשך עד לעומק כ-100 מטר בטווח כ-10,000 מטר מהחוף ואז נעשה תלול יותר.

באזור מפרץ חיפה השיפוע יותר מתון ורק בטווח כ-6,000 מטר מהחוף מגיעים לעומק 30 מטר.

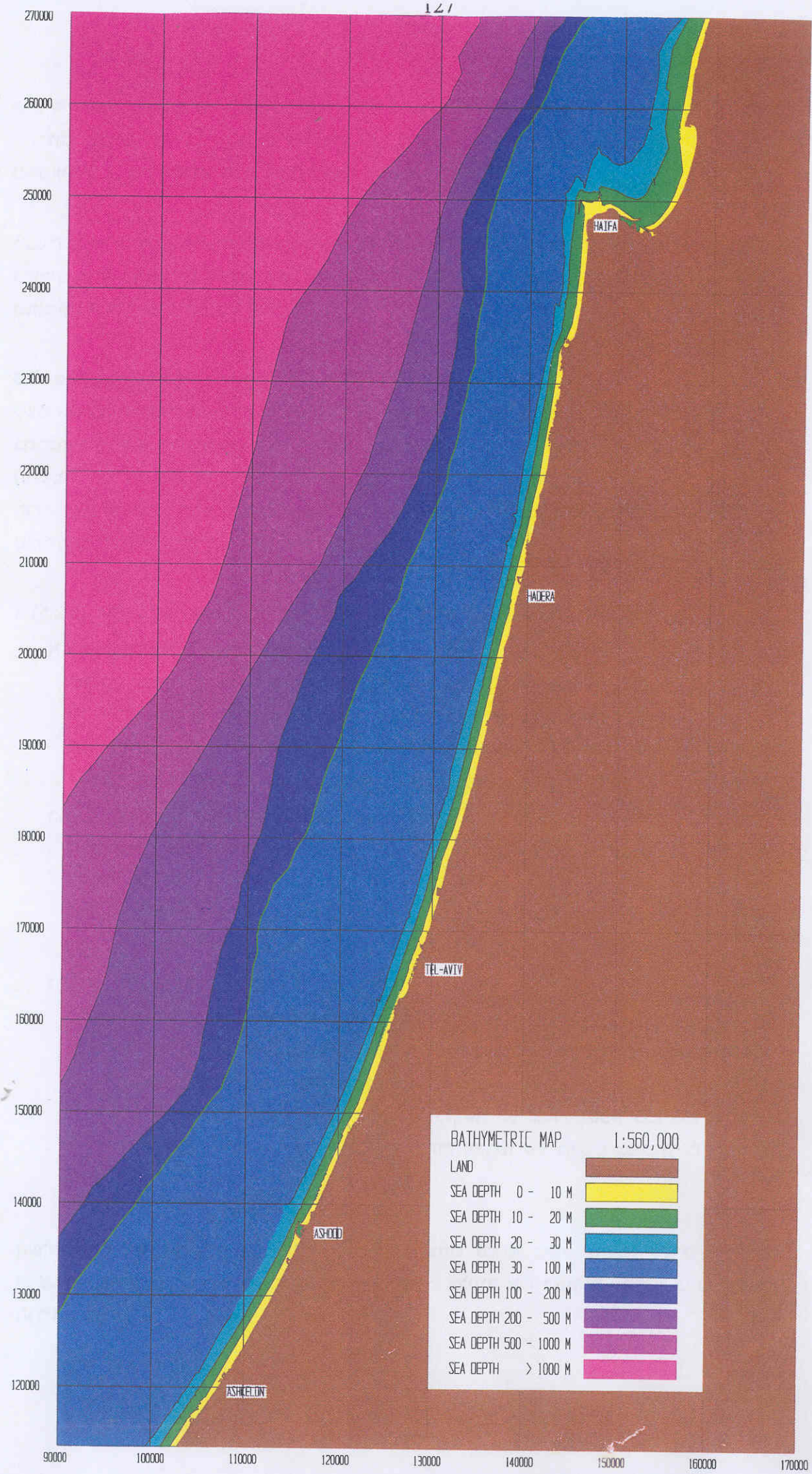
12.2 גובה גל קיצוני ותחום שבירת גלים

גלי הים גורמים לעומסים ניכרים על מבנים ימיים ומהווים גורם מכריע בתכנון המבנה ועלות הקמתו. משטר הגלים בקרבת החוף נקבע על ידי משטר הגלים הפוקד את האזור מהים הפתוח, עליו אין לנו שליטה, ועל ידי עומק המים הנתון לקביעת המתכנן על ידי בחירת אתר ההקמה.

גובה הגל המשמעי (ממוצע שליש הגלים הגבוהים במדגם) הקיצוני באזורנו הוא כ-8 מטר לתקופת חזרה ממוצעת 50 שנה או כ-8.5 מטר לתקופת חזרה ממוצעת 100 שנה. גובה הגל הבודד המרבי עשוי להגיע לכ-15 מטר אחת ל-50 שנה או כ-16 מטר אחת ל-100 שנה.

בהתקדמות ממים עמוקים לכיוון החוף נעשים הגלים יותר תלולים (גבוהים וקצרים) עד שבעומק קריטי, בשיעור כ-1.2 כפול גובה הגל המקומי, נשברים הגלים. ברגע שלפני השבירה חזית הגל אנכית ופגיעתה במבנה ותגרום לעומסים גבוהים בסדר גודל ביחס לכוחות גלים שאינם נשברים.

במים רדודים מוגבל גובה הגל על ידי העומק, כיוון שכל הגלים מעל גובה מסוים יישברו. באזורנו עשוי להתרחש אירוע קיצוני של שבירת גל בעומק עד כ-25 מטר. לכן כדאי לבחור אתר התקנה בעומק גדול מ-25 מטר בו לא צפויה שבירת גלים, או בעומק כמה שיותר רדוד כך שגובה הגלים יוגבל על ידי העומק.



צוור 12.1 - מפת עמקי מים בחופי ישראל

פרט להעמסה קיצונית של המבנה גורמים גלים נשברים גם להסעת חולות חזקה ולחתירה סביב יסודות מבנים שמוצבים על קרקע הים. לכן בעומקים קטנים מכ- 20 מטר תידרש השקעה משמעותית בהגנת הקרקע סביב המבנה מפני חתירה.

מבנים בעלי יסוד גרוויטציה ללא החדרת כלונסאות שתוכננו ונבנו באתרים אחרים בעולם במים רדודים אינם מתאימים לאזורנו עקב אקלים גלים יותר קשה. מבנה המונו-פייל עם הגנת קרקעית מתאימה יכול לתפקד במים רדודים באזורנו.

12.3 סוגי מבנים והערכת עלותם

לשם הערכה הנדסית מבוססת של עלות המבנה חימי יש לבצע תכנון פרלימינרי לאתר ספציפי, במסגרתו ייבדקו חלופות למבנים ושיטות ביסוס שונות בהתאם לתנאי הים הקרקע ושיטות ההקמה. תכנון כזה הוא מעבר להיקף העבודה של שלב זה של המחקר הנוכחי. ההערכה הראשונית שניתנת בסעיף זה מבוססת על פרק 5 בו הוצג עבור מספר מבנים מידע שמשלב נתונים טכניים של המבנה, נתוני אתר והערכת עלות הקמה.

ציור 12.2 מציג שלוש חלופות למבנה נושא שמתאימות לשלושה תחומים של עומקי ים:

- א. מבנה מונופייל, לתחום עומקים 10 עד 20 מטר.

המבנה מבוסס על כלונס גלילי בודד בקוטר כשלושה מטר שמוחדר לעומק גדול (כ- 25 מטר) בקרקע הים. סביב הכלונס מבוצעת הגנת קרקעית למניעת חתירה בחול. עלות ההקמה המוערכת למבנה בעומק ים 15 מטר, המיועד לשאת טורבינה בקוטר 80 מטר היא כ- 2 מיליון דולר. לטורבינה בקוטר 54 מטר העלות כ- 1.5 מיליון דולר.
- ב. מבנה מגדל מסבך, לתחום עומקים 20 עד 30 מטר.

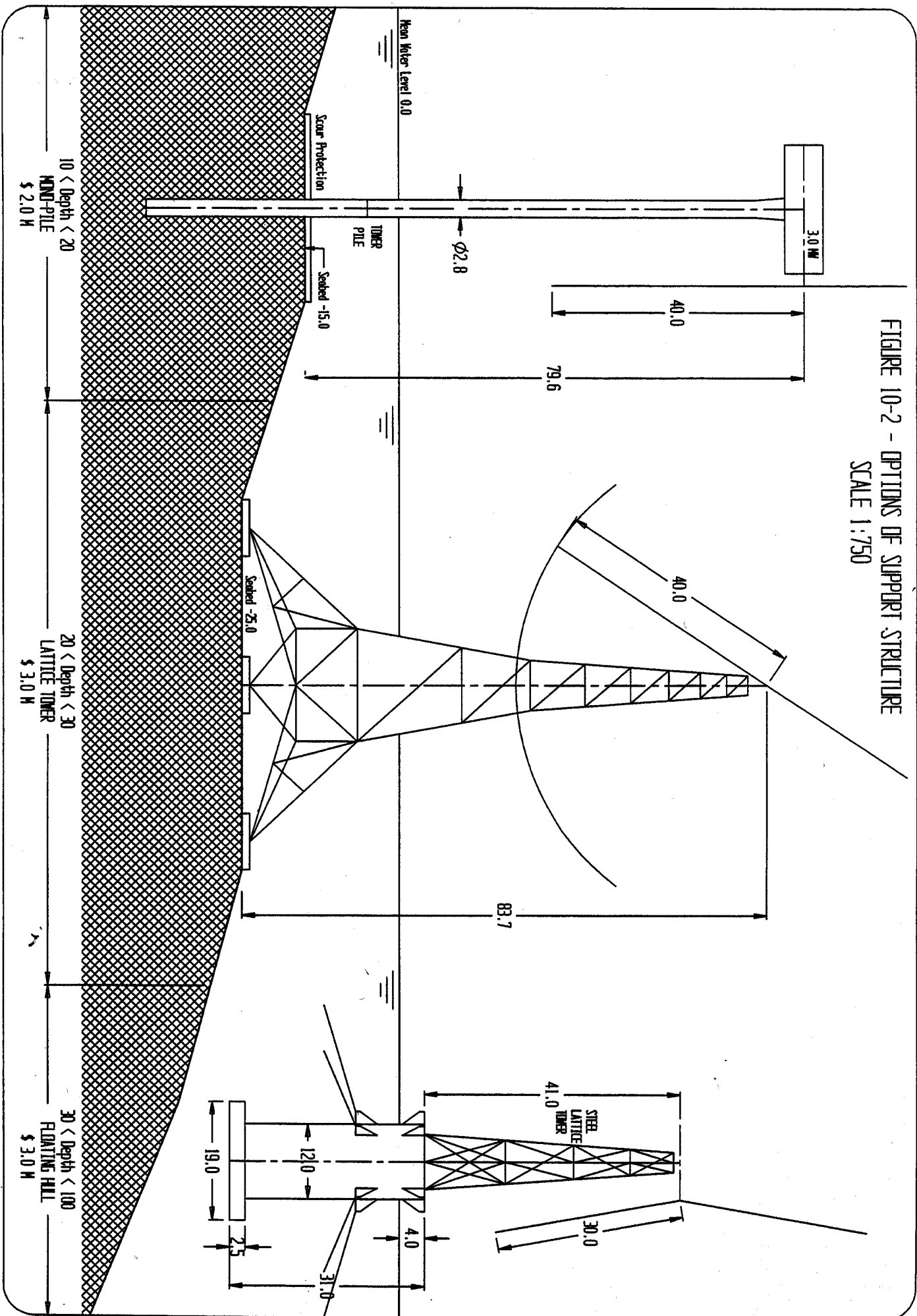
מבנה מסבך מפלדה בעל יסוד תלת רגלי עם בסיס רחב (כ- 50 מטר) מוצב על שלושה בסיסי גרוויטציה. עלות ההקמה המוערכת למבנה בעומק ים כ- 25 מטר, המיועד לשאת טורבינה בקוטר 80 מטר היא כ- 3 מיליון דולר. לטורבינה בקוטר 54 מטר העלות היא כ- 2.2 מיליון דולר.
- ג. מבנה צף, לתחום עומקים 30 עד 100 מטר.

מצוף גלילי מפלדה או בטון נושא מגדל ממסבך פלדה. עלות ההקמה המוערכת למבנה כולל מערכת עגינה בעומק ים כ- 50 מטר, המיועד לשאת טורבינה בקוטר 60 מטר היא כ- 3 מיליון דולר. לשם השוואה לחלופות א' ו- ב' הטורבינה בקוטר 60 מטר תספק כמחצית ההספק מהטורבינה בקוטר 80 מטר ולקבלת אותו הספק יידרשו שני מבנים צפים שעלותם כ- 6 מיליון דולר.

הערכת העלויות מבוססת על סקרים ומחקרים בהם נבדקו סוגי יסודות שונים ונעשתה אופטימיזציה להשגת עלות מינימלית. לפיכך, להשגת עלויות אלו באזורנו תידרש גם כן עבודה הנדסית ניכרת.

האומדן ניתן עבור יחידה שהיא חלק מחווה בת כ- 10 יחידות. יחידה בודדת של מבנה מבוסס על הקרקע (חלופות א' ו- ב') תעלה כ- 30% יותר בעיקר עקב הצורך בהתארגנות ושינוע ציוד לעבודות ימיות. יחידה בודדת של מבנה צף (חלופה ג') תעלה כ- 20% יותר.

FIGURE 10-2 - OPTIONS OF SUPPORT STRUCTURE
SCALE 1:750



צורך 12.2 - חלופות ללגונה הנושא של הטורבינה

13. עלות וכדאיות הקמת חוות רוח בים מול חופי ישראל

בפרק הנוכחי תבוצע הערכה לעלות הקמת טורבינות הרוח במסגרת חוות טורבינות רוח מול חופי ישראל. על בסיס הערכה זאת יחושב מחיר החשמל שיופק בחווה. ראשית תבוצע הערכה למחיר הטורבינה עצמה ללא עלות ההקמה.

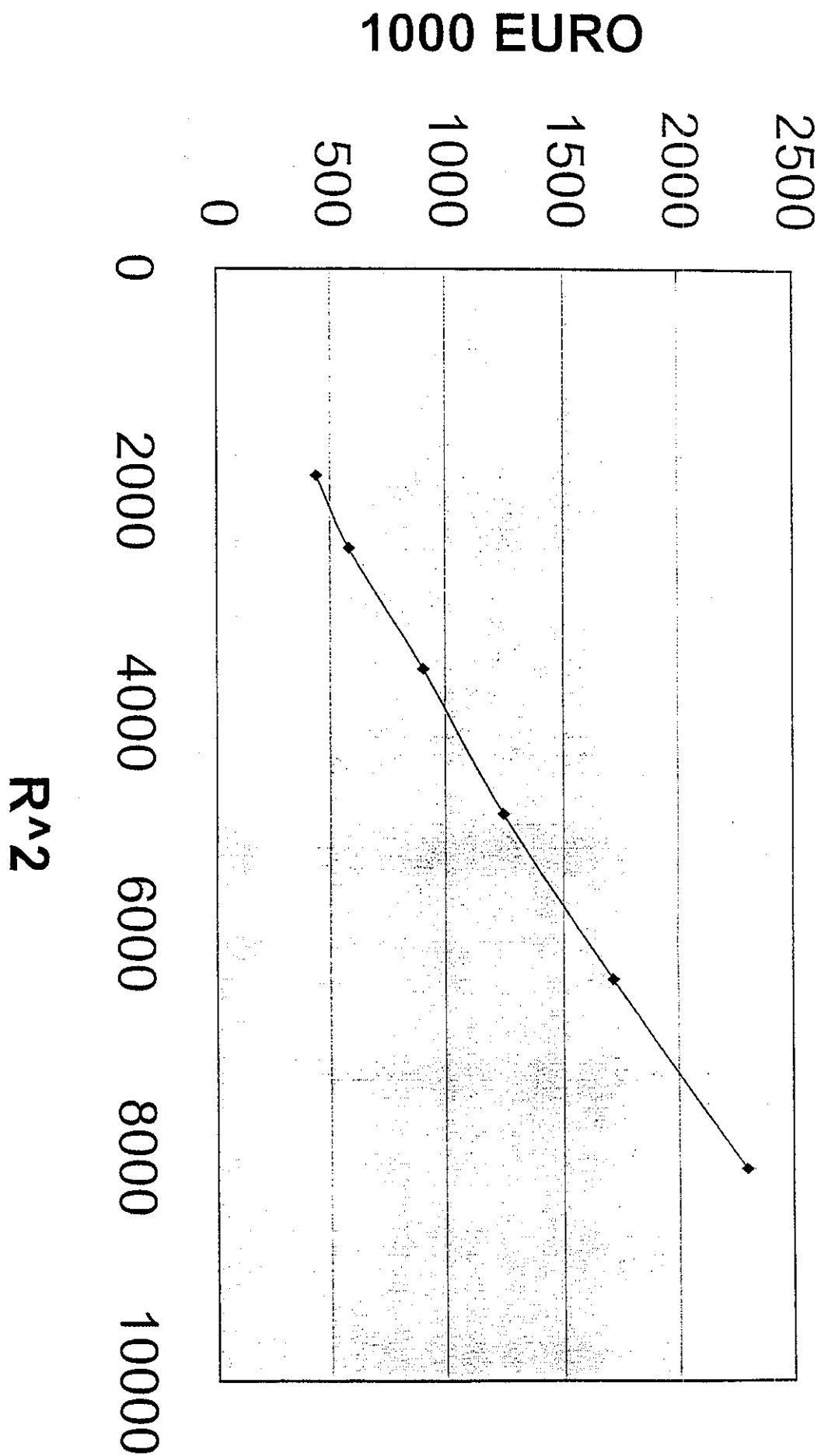
מהתכתבות עם חברת Vestas הסתבר כי עלות הטורבינה V80 הינה כ- 1.62 מיליון יורו.

לפי נתוני חברת Nordex עלות הטורבינה N80, עבור גובה טבור של 70m, היא כ- 1.715 מיליון יורו. בין שתי הטורבינות שדומות בביצועיהן ובגדלן (V80 ו-N80) קיים הפרש מחיר של 5.5%. הפרש זה יכול לנבוע מכך שהמגדל עבור הסכום של 1.62 מיליון, במקרה של V 80, נמוך יותר (כלומר גובה טבור נמוך מ- 70m). לטורבינה N 90 לא היה עדיין מחיר רשמי בעת קבלת הפרטים. לכן בוצעה בדיקה עבור הטורבינות של חברת Nordex, שלכולן (להוציא את N 90) היתה אינפורמציה לגבי פרטים טכניים ומחירים. הסתבר כי ישנו קשר ברור בין המחיר לריבוע הרדיוס (שלו יחס ישיר לשטח הדיסקה) של הטורבינה. קשר זה מוצג בציור 13.1. בציור גם מוצגת אכסטרפולציה עבור קוטר של 90m, ממנה מקבלים כי המחיר הצפוי של הטורבינה N 90 הוא 2.3 מיליון יורו.

לפי חברת Nordic מחיר טורבינת הרוח 1000/54, ללא המגדל הינו 650,000 יורו. עם מגדל שגובהו 70m, מחיר הטורבינה יהיה להערכתנו 750,000 יורו.

מחיר בניית היסודות לטורבינה טופל בפרק 12. בהתאם לנתונים בפרק זה, במרחק של 2500 m מהחוף עומק המים הצפוי הינו כ- 25 m. לפי סעיף 12.3 מחיר הקמת הבסיס בעומק זה יהיה כ- 3 מיליון יורו. בעומק קטן יותר של 15m העלות הינה כ-2 מיליון יורו. מחירים אלה הינם עבור חווה המכילה לפחות עשר טורבינות. לצורך החישוב הנוכחי, מאחר והרוח אינה מתחזקת בצורה משמעותית עם המרחק מהחוף, נניח כי הבסיסים לטורבינות נבנים בנקודות בהן ניתן להשתמש בטכניקה של החדרת כלונס גלילי לקרקע הים. לכן המחיר שיבחר לעלות היסודות יהיה 2 מיליון יורו לטורבינה V 80 ואותו הסכום אף לטורבינה N 90. יתכן וזאת הערכה אופטימית במידה מסוימת. עבור הטורבינה Nordic 1000/54 המחיר יהיה 1.5 מיליון יורו. מקבלים כי מחיר היסודות לטורבינה בהספק של 2MW ומעלה קרוב מאוד למחיר הטורבינה (גדול או נמוך במקצת ממחיר הטורבינה). יחס זה בין מחיר היסודות למחיר הטורבינה גבוה בהרבה מהיחס המופיע בספרות עבור פרויקטים שונים של חוות טורבינות רוח המוצבות בים, שנמצא בדרך כלל בתחום 0.5-0.6. הסיבה ליחס נמוך זה הינה עובדה שרוב חוות הטורבינות הוקמו באירופה במים רדודים ובתנאי ים נוחים יחסית. צרוף זה מאפשר הקמת יסודות בעלות נמוכה יחסית (למשל יסודות המתבססים על משקל). היחס במקרה של הטורבינה הקטנה, Nordic 1000/54, גרוע אף יותר מאחר ומחיר היסודות לא יורד פרופורציונית לגודל הטורבינה.

הוצאות נוספות של התקנת הטורבינה כוללות את המערכת של איסוף האנרגיה החשמלית מבסיס הטורבינות והעברתה לנקודת החיבור לרשת החשמל בחוף. כמו כן מדובר בהוצאות הקמת החווה והתקנת הטורבינות, הוצאות ניהול הפרויקט וסקר מקדים אל הפרויקט. כשבוחנים פרויקטים באירופה ומחקרים שונים בנדון (ראה סקר הספרות המפורט בתחילת הדו"ח) מסתבר כי הוצאות אלה מסתכמות בממוצע בכ- 2/3 ממחיר הטורבינה. כלומר במקרה של הטורבינה V80 מדובר ב- 1.1 מיליון יורו, בעוד שבמקרה של הטורבינה N90 הסכום יגיע ל- 1.5 מיליון יורו.



ציר 13.1 - מחיר השוקרפיות של חברת Nordex כפונקציה של ריבוע הרדיום

עבור כבטורבינה Nordic 1000/54 מדובר ב- 0.5 מיליון יורו. מהניתוח שהוצג עד עתה מקבלים כי המחיר הכולל של הקמת טורבינה באתר הימי יהיה 4.8 מיליון יורו עבור הטורבינה V80, 5.8 מיליון יורו עבור הטורבינה N90, ו- 2.75 מיליון יורו לטורבינה Nordic 1000/54. הניסיון של חברת Vestas (בהתבסס על התכתבות עם נציגי החברה) הינו שבאירופה MW מותקן עולה כ- 1.9 - 1.6 מיליון יורו. מדובר עם כך, במקרה הנוכחי, בסכום הגובה משמעותית מניסיון זה. הדבר נובע כנראה בעיקר מהמחיר הגבוה יחסית של יסודות הטורבינה.

אם מדובר בכך שהסכום הדרוש להצבת הטורבינה וחיבורה לרשת מוחזר בהלוואה לטווח של 20 שנה, בריבית של 5%, אזי סכום החזר השנתי יהיה:

עבור טורבינה V80 385,000 יורו.

עבור הטורבינה N90 460,000 יורו.

עבור הטורבינה Nordic 1000/54 220,000 יורו.

בהתבסס על התוצאות האחרונות ניתן לחשב את המחיר והממוצע של kWh המופק בכל אחד מהאתרים (ארז או חדרה), על ידי כל אחת מהטורבינות. לתרומה של מחיר ההקמה, מוסיפים 30% המייצגים מספר אופייני להוצאות הפעלה ואחזקה (Operation & Maintenance).

המחירים המתקבלים מוצגים בטבלה הבאה. היחידות הינן EURO/kWh:

חדרה	ארז	
0.196	0.187	V 80
0.196	0.187	N 90
0.286	0.276	Nordic 1000/54

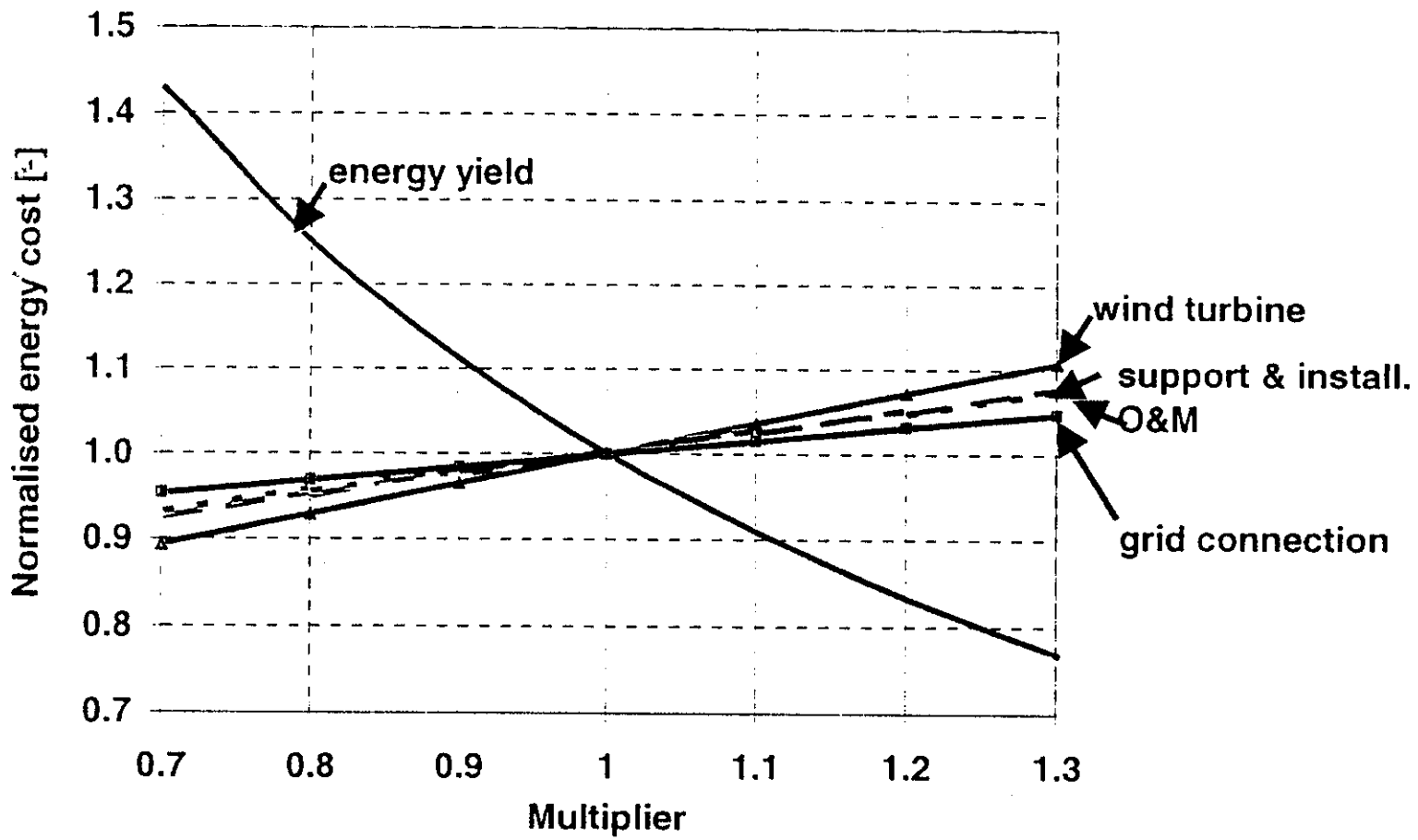
טבלה 13.1 - החזר אנרגיה ממוצעת הדרוש כדי לכסות את ההשקעה (נתון EURO/kWh)

מעניין לראות כי אין שינוי במחיר האנרגיה של הטורבינות V80 ו-N90. כצפוי הטורבינה הקטנה כדאית פחות.

מהטבלה מסתבר כי מחיר kWh גבוה ביותר. הסיבה הינה כמובן מהירות הרוח הנמוכה בשני האתרים. למהירות הרוח השפעה מכרעת על האנרגיה המופקת, ומכאן השפעה חשובה ביותר על מחיר האנרגיה.

בציור 13.2 שהועתק מהדו"ח מוצגת הרגישות של מחיר האנרגיה לגורמים השונים. ניתן לראות כי הרגישות לתפוקת האנרגיה עולה בצורה משמעותית על הרגישות לכל שאר הגורמים.

(1998) Kuhn Metal.



ציור 13.2 - רגישות מחיר אנרגיה מנורמל לשינויים במרכיבי המחיר שכוללים:
 הפקת אנרגיה, מחיר הטורבינה, מחיר הבסיס וההתקנה, מחיר החיבור
 לרשת ומחיר ההפעלה והאחזקה

בעוד החישוב הכלכלי שהוצג לעיל התייחס למחיר ממוצע על פני שנה, הרי שידוע כי המחיר עבור האנרגיה המופקת משתנה בהתאם לשעות היום ותקופת השנה. בנספח ד' מוצגות טבלת תעריפים המשולמים כיום על ידי חברת החשמל ליצרנים פרטיים. בהמשך תוצגנה תוצאות חישוב מפורט של החזר ההשקעה השנתי המבוסס על הנתונים שבפרק 10 לגבי פילוג הרוח השנתי, ועל הנתונים בנספח ד' לגבי התעריף. הטבלאות של נתוני הרוח המשמשות לחישוב הן טבלאות 10.10-10.13. בטבלאות אלה נתונים הממוצעים על פני שעה. מדובר במיצוע גס יחסית. יש לזכור כי החישוב של תפוקת האנרגיה השנתית, שהוצג קודם לכן, התבסס על נתוני השכיחות של מהירות הרוח המתקבלים לאחר מיצוע לאורך 10 דקות. במקרה של מיצוע גס על פני שעה, צפוי הבדל משמעותי בין חישוב האנרגיה המופקת המבוסס על מיצוע מהירות הרוח על פני שעה, לזה המבוסס על ממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות של מהירות הרוח (שני סוגי הנתונים הוצגו בפרק 10).

נוסחת החישוב של האנרגיה שתופק על פני שנה, בהסתמך על הרוח הממוצעת לשעה, בחודשים השונים, היא:

$$E = \sum_{j=1}^{j=12} N(j) \sum_{i=1}^{i=24} P[V(j, i)] \quad (13.1)$$

כאשר:

E - האנרגיה השנתית

j - אינדקס המציין את החודש

$N(j)$ - מספר הימים בחודש j

$P(V)$ - גרף ההספק של הטורבינה

i - אינדקס המציין את השעה ביממה

$V(j, i)$ - מהירות הרוח "הממוצעת" בשעה i של יום בחודש j

כ- $V(j, i)$ ניתן לבחור את המהירות הרוח הממוצעת כפי שהיא נתונה בטבלאות 10.10 ו- 10.12, עבור אתרי ארז וחדרה, בהתאמה. ניתן גם לבחור את ממוצע השורש השלישי של החזקות השלישיות של מהירות הרוח, כפי שהוא נתון בטבלאות 10.11 ו- 10.13.

בטבלה 13.2 מופיעות תוצאות החישובים עבור שלושת סוגי הטורבינות, בשני האתרים. בכל מקרה האנרגיה תושבה ל- 10 חודשים ואז הוכפלה ב- 1.2 כדי לקבל את האנרגיה השנתית. בטבלה נתונה האנרגיה השנתית שתפיק הטורבינה בהתבסס על שכיחות מהירות הרוח, כפי שהוצגה בפרק 10.

הערך של k	אנרגיה לפי ממוצע לשעה של שורש השלישי של החזקה השלישית של המהירות E_3	אנרגיה לפי ממוצע מהירות לשעה E_2	אנרגיה לפי שכיחות מהירות הרוח E_1	אתר	טורבינה
0.649	3127	1844	2677	ארז	V80
0.645	3033	1670	2549	חדרה	V80
0.626	3795	2209	3202	ארז	N90
0.622	3682	1994	3044	חדרה	N90
0.689	1236	596	1037	ארז	Nordic 1000/54
0.693	1202	540	999	חדרה	Nordic 1000/54

טבלה 13.2 - האנרגיה שתופק על ידי הטורבינות השונות, באתרים השונים, בהסתמך על שכיחות מהירות הרוח, מהירות רוח ממוצעת לשעה וממוצע לשעה של השרש השלישית של החזקה השלישית של מהירות הרוח

בנוסף נתונה האנרגיה שמתקבלת תוך שימוש במשוואה 13.1, לפי ממוצע מהירות הרוח בשעה, וכן ממוצע שורש שלישי של החזקה השלישית של מהירות הרוח.

כצפוי, האנרגיה לפי שכיחות מהירות הרוח, נמצאת בין שני הערכים הנוספים, כאשר הערך לפי ממוצע מהירות לשעה נמוך יותר, בעוד הערך לפי הממוצע לשעה של שורש שלישי של החזקה השלישית גבוה יותר. אם מניחים כי החישוב האמצעי הוא המדויק יותר, ניתן לקבל ערך זה בשני האתרים תוך שימוש במשוואה הבאה:

$$E_1 = K E_3 + (1-k) E_2 \quad (13.2)$$

כאשר:

E_1 - מייצג את האנרגיה לשנה המתקבלת בהתבסס על שכיחות הרוח

E_2 - מייצג את האנרגיה לשנה המתקבלת בהתבסס על מהירות רוח ממוצעת לשעה

E_3 - מייצג את האנרגיה לשנה המתקבלת בהתבסס על ממוצע לשעה של השורש השלישי של החזקה השלישית של מהירות הרוח.

בכל המקרים חושב הערך של k וגם הוא מוצג בטבלה. מעניין לציין כי ערך זה נע בתחום 0.622-0.639, כאשר הערכים עבור כל טורבינה, בשני האתרים, מאוד קרובים.

לפי הנתונים שבנספח ד' ניתן לחשב את ההכנסה השנתית מטורבינה המוצבת באתר. המשוואה תהיה:

$$C = \sum_{j=1}^{j=12} N(j) \sum_{i=1}^{i=24} P[V(j, i)] \cdot T(j, i) \quad (13.3)$$

כאשר $T(j, i)$ הוא התעריף עבור KWh בשעה ה- i של יום בחודש j .

שוב ניתן להשתמש ב- $V(j, i)$ מהטבלאות בפרק 10.

כאשר יעשה שימוש במהירות הממוצעת לשעה, הערך שיתקבל יהיה C_1 . כאשר יעשה שימוש בממוצע

לשעה של השורש השלישי של החזקה השלישית של המהירות, הערך שמתקבל יהיה C_2 .

הערכים של C_1 ו- C_2 בשקלים, המתקבלים עבור הטורבינות השונות באתרים השונים, מוצגים בטבלה

13.3. כצפוי C_2 הרבה יותר גדול מ- C_1 . הערך הצפוי נמצא בין שני ערכים אלה. הערכה של ערך זה תתקבל

תוך שימוש במקדם k שמופיע בטבלה 13.2. הערך הצפוי של ההכנסה השנתית, C_3 , יהיה:

$$C_3 = K C_2 + (1-k) C_1 \quad (13.4)$$

החזר שנתי דרוש להשקעה בירור	הכנסה שנתיית צפויה בירור	ההכנסה השנתיית הצפויה בשקלים C ₃	הכנסה שנתיית בשקלים לפי ממוצע לשנה של השורש השלישי של החזקה השלישית של מהירות הרוח	הכנסה שנתיית בשקלים לפי ממוצע מהירות הרוח בשנה	אתר	טורבינה
385,000	112,000	561,000	654,000	388,000	ארז	V80
385,000	116,000	579,000	679,000	398,000	חדרה	V80
460,000	134,000	671,000	794,000	464,000	ארז	N90
460,000	139,000	693,000	825,000	477,000	חדרה	N90
220,000	43,000	216,000	257,000	124,000	ארז	Nordic 1000/54
220,000	46,000	229,000	271,000	133,000	חדרה	Nordic 1000/54

טבלה 13.3 - ההכנסה השנתית של כל אחת מהטורבינות המוצגת בכל אחד מהאתרים

ערכי ההכנסה השנתית הצפויה מוצגים גם הם בטבלה. כל הערכים מחושבים תחילה בשקלים. בעמודה האחרונה מוצג הערך הצפוי ביורו, לפי ערך חליפין של יורו אחד שווה לתמישה שקלים. כצפוי, בגלל הרווח החלשה יחסית באתרים, ההכנסה השנתית לכל אחת מהטורבינות, בשני האתרים, נמוכה משמעותית מההחזר השנתי הדרוש לפי הלוואה לטווח של 20 שנה בריבית של 5% (385,000 יורו ל- V80, 460,000 יורו ל- N90 ו- 220,000 יורו ל- Nordic 1000/54).

14. מסקנות והמלצות

התוצאות הנוכחיות מצביעות על כך שכיום אין הצדקה כלכלית להצבת טורבינות רוח מול חופי ישראל.

לאי הכדאיות הכלכלית ניתן להוסיף את הבעייתיות של הרישוי והתחרות עם שימושים רבים אחרים של השטח הימי המצומצם בקרבת החופים.

יש לזכור כי הניתוח הנוכחי התבסס על נתונים מטאורולוגיים ראשוניים בלבד. ידוע כי ישנן שנים "גרועות" בהן מהירות הרוח הנמדדת נמוכה יחסית. לכן יש מקום להמשיך במדידות המטאורולוגיות כדי לאסוף אינפורמציה מבוססת יותר.

יתכן כי עם הזמן, כתוצאה מעליית מחירי הדלקים מצד אחד וירידה בעלויות של טורבינות רוח והקמתן (כתוצאה מהתפתחויות טכנולוגיות והתרחבות השוק), יהיה מקום לבדוק שוב את הכדאיות של הקמת חוות רוח בים מול חופי ישראל.

15. תודות

מבקשי הדו"ח מבקשים להביע תודתם לד"ר אברהם ארביב, מר משה טנא וד"ר יוסף אראל ממשרד התשתיות הלאומיות על שיתוף הפעולה לאורך כל תקופת המחקר.

1. Ackermann, T., Soder, L., 2000, "Wind Energy Technology and Current Status: A Review," *Renewable-and-Sustainable-Energy-Reviews*, 4, No. 4, pp. 315-374.
2. Ainslie, J.F., Milborrow, D.J., 1986, "Energy Yield and Turbulence Properties of a 320-Turbine Offshore Windfarm," *Proceedings of the BWEA Wind Energy Conference (British Wind Energy Association) 8th*. Publ by Mechanical Engineering Publ Ltd, London, Engl, pp. 121-129.
3. Armstrong, J.R.C., 1998, "Wind Turbine Technology Offshore," *Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference*, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
4. Aubrey, C., 2000, "Blyth Spirit", *Wind Directions*, 20, No.1, pp. 12.
5. Bailey, G., Boardman, B., 1998, "The Generation of Electricity from UK Offshore Wind Power," *Wind-Engineering*, 22, No. 5, pp. 243-9.
6. Bartrop, N., 1993, "Multiple Unit Floating Offshore Wind Farm," *Wind-Engineering*, 17, No. 3, pp. 183-188.
7. Barthelmie, R.J., Palutikof, J.P., Davies, T.D., 1989, "The North Norfolk Wind Monitoring Project: Preliminary Results", *EWEC '89, European Wind Energy Conference and Exhibition*, Peter Peregrinus, London, UK, 2 vol. pp. 1063., 2, pp. 915-19.
8. Barthelmie, R.J., Palutikof, J.P., Davies, T.D., 1991, "Predicting UK Offshore Wind Speeds," *AnnalesGeophysicae, Atmospheres, Hydrospheres and Space Sciences*, 9, No. 11, pp. 708-15.
9. Barthelmie, R.J., 1993, "Prospects for Offshore Wind Energy: The State of the Art and Future Opportunities," *Wind-Engineering*, 17, No. 2, pp. 86-99.
10. Barthelmie, R.J., Hojstrup, J., Courtney, M. S., 1995, "Assessment of the Wind Power Resource in the Coastal Zone Using Results from the Vindeby Project," *Wind Energy Conversion 1995, Proceedings of the 17th British*

- Wind Energy Association Conference, Mech. Eng. Publications, Bury St. Edmunds, UK, xii+427 pp. pp. 231-6.
11. Barthelmie, R.J., Courtney, M.S., Hojstrup J., Larsen, S.E., 1996 a, "Meteorological Aspects of Offshore Wind Energy: Observations from the Vindeby Wind Farm," *Journal-of-Wind-Engineering-and-Industrial-Aerodynamics*, 62, No. 2-3, pp. 191-211.
 12. Barthelmie, R.J., Grisogono, B., Pryor, S.C., 1996 b , "Observations and Simulations of Diurnal Cycles of Near-Surface Wind Speeds Over Land and Sea," *Journal-of-Geophysical-Research*, 101, No. D16, pp. 21327-37.
 13. Barthelmie, R.J., Palutikof, J.P., 1996, "Coastal Wind Speed Modelling for Wind Energy Applications," *Journal-of-Wind-Engineering-and-Industrial-Aerodynamics*, 62, No. 2-3, pp. 213-236.
 14. Barthelmie, R.J., 1997, "Evaluation of Empirical and Statistical Methods for Predicting Offshore Wind Speeds," *Wind-Engineering*, 21, No. 2, pp. 103-12.
 15. Barthelmie, R.J., 1998, "A Brief Review of Offshore Wind Energy Activity in the 1990s," *Wind-Engineering*, 22, No. 6, pp. 265-73.
 16. Barthelmie, R.J., 1999a, "Monitoring Offshore Wind and Turbulence Characteristics in Denmark," *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 325-27.*
 17. Barthelmie, R.J., Lange, B., Sempreviva, A.M., Rathmann, O., 1999, "Application of WAsP to Offshore Wind Power Prediction," *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 301-9.*
 18. Bjork, B., 1985, "A Feasibility Study On Offshore Wind Turbine Systems," *Wind-Engineering*, 9, No. 4, pp. 243-55.

19. Bond, I. P., Ansell, M.P., 1993, "The Effect of the Marine Environment on The Fatigue Life of Wind Turbine Materials," *Wind-Engineering*, 17, No.2, pp.100-7.
20. Booth, D., 1978, "Offshore Wind Farm in The Wash," *Offshore-Services*, 11, No. 5, pp.19-20.
21. Borresen, J. A., 1987, "Wind Atlas forr the North Sea and the Norwegian Sea," Norw. Univer. Press, Oslo, pp. 346.
22. Burton, A.L., 1985, "The Offshore Wind Energy Assessment Phase IIB Study for the Department of Energy," *Wind-Engineering*, 9, No. 4, pp. 234-42.
23. Carryer, R., Deeming, K., 1998, "Environmental Risk for Offshore Windfarm Developers-Lessons from Other Industries," *Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference*, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
24. Cesari, F.G., Reborra, A., 1994, "Optimum Design of Foundations for Offshore Wind-Turbine Generators," *Wind-Engineering*, 18, No. 3, pp. 105-123.
25. Chan, E.S., Tan, B.C., Cheong, H.F., 1991, "Variability of plunging wave pressures on vertical cylinders," *international Journal of Offshore Polar Engineering*, 1, No. 2, pp. 94-100.
26. Charnock, H., 1955, "Wind stress on a water surface," *Quarterly J. of the Royal Met. Society*, 81, 639-640.
27. Cheng, P.W., van-Bussel, G.J.W., 2000, "Assessment of Combined Extreme Load Conditions for Offshore Wind Energy Converters," *Proceedings-of-the-International-Offshore-and-Polar-Engineering-Conference*, 1, ISOPE, Golden, CO, USA, pp. 492-498.
28. Chiatti, G., De-Pratti-Giovanni, M., Ruscitti, R., 1997, "Performance Analysis of New Wind Turbine Blade Profiles," *Wind-Engineering*, 21, No. 5, pp. 295-306.

29. Cockerill, T.T., Harrison, R., Kühn, M., van-Bussel, G.J.W., 1998, "Opti-OWECS Final Report - Vol. 3. Comparison Of Cost Of Offshore Wind Energy At European Sites," EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 86 pp.
30. Coelingh, J.P., van Wijk, A.J.M., Holtslag, A.A.M., 1997, "Comparing Wind Speeds on the North Sea Coast and Offshore," *Wind Engineering*, 21, No. 5, pp. 307-318.
31. Dahlgren, M., Frank, H., Leijon, M., Owman, F., Walfridsson, L., 2000, "Wind Power Goes Large-Scale," *ABB-Review*, 3, pp. 31-7.
32. Deacon, E., 1973, "Geostrophic Drag Coefficients". *Boundary Layer Meteorology* . pp. 321-340.
33. De Vries, Ir.E.T., 1991, "Offshore Wind Energy Development in Shallow Waters," *Proceedings of EWEC 91*, Amsterdam, Elsevier Science Publisher B.V.
34. Derrington, J.A., 1979, "Marine Structures for Energy Conversion," *International Conference on Future Energy Concepts*, IEE, London, UK, 445 pp., pp. 152-5.
35. Dixon, J.C., Swift, R.H., 1986, "Offshore Wind Power Systems: A Review of Development and Comparison of National Studies," *Wind-Engineering*, 10, No. 2, pp. 64-77.
36. Dixon, J.C., Swift-Hook, D.T., 1983, "A Review of Offshore Wind Power", *Fourth International Conference on Energy Options, The Role of Alternatives in the World Energy Scene*, IEE, London, UK xviii+421 pp., pp.369-9.
37. Elgaard, M., Mathiesen, B., Papso, B., 1988, "Offshore Windfarm. Wind Turbines Of 200-300 kW With Separate Foundations," *J-Wind-Eng-Ind-Aerodyn*, 27, No. 1-3, pp. 359-371.
38. Ferguson, M., 1997, "Structural and Economic Optimisation of OWEC Support Structure: Contribution to the Joule III Project Opti-OWECS," *Wind-Engineering*, 21, No. 5, pp. 339-50.

39. Ferguson, M., 1998, "Support Structure Concepts for Offshore Wind Turbines," Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
40. Ferguson, M.C. (editor), Kühn, M., W.A.A.M, van-Bussel, G.J.W., Bierbooms, W.A.A.M, Cockerill, T.T., Goransson, G., Harland, L.A., Vugts, J.H., Hes, R., 1998, "Opti-OWECS Final Report - Vol. 4. A Typical Design Solution For Au Offshore Wind Energy Conversion System," EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 274 pp.
41. Flood, M., 1990, "Vindeby Heads Offshore Wind Farms," Modern-Power-Systems, 10, No.12, pp.17-19.
42. Franck H.P.,and Larsen S.E., 2000, "Simulated Wind Power off-shore using different parametrizations for the sea surface roughness". Wind Energy, 3 pp 67-79.
43. Frandsen, S., Thomsen, K., 1997, "Change in Fatigue and Extreme Loading When Moving Wind Farms Offshore," Wind-Engineering, 21, No. 3, pp. 197-214.
44. Fuglsang, P., Thomsen, K., 1998, "Cost Optimization of Large Scale Offshore Wind Farms," Riso-R-1000(EN), Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.
45. Gardner, P., Craig, L.M., Smith, G.J., 1998, "Electrical Systems for Offshore Windfarms," Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
46. Gaudiosi, G., Cesari, F.G., 1993, "Wind Energy Potential on the Mediterranean Harbour Breakwaters," Wind-Engineering, 17, No. 3, pp. 152-167.
47. Gaudiosi, G., 1994, "Offshore Wind Energy in the Mediterranean and Other European Seas", Renewable-Energy, 5, No. 1-4, pp. 675-691.

48. Gaudiosi, G., 1996, "Offshore Wind Energy in the World Context," *Renewable-Energy*, 9, No. 1-4, pp. 899-904.
49. Gaudiosi, G., 1999, "Offshore Wind Energy Prospects," *Renewable-Energy*, 16, No. 1-4, part 2, pp. 828-834.
50. Grainger, W., Jenkins, N., 1998, "Offshore Windfarm Electrical Connection Options," in *Proceedings of the 20th BWEA conference*, Professional Engineering Publishing Ltd, London, pp. 319-323.
51. Grant, A. L. and R. Whiteford., 1987, "Aircraft estimates of the geostrophic drag coefficient and the Rossby Similaarity functions A aand B over sea," *Bound.-Layer Meteorol.*, 39, 219-231.
52. Graves Smith, T.R., and Jolly, C.K., 1986, "An Offshore Aerogenerator for Christchurch Bay, Hampshire," *Wind-Engineering*, 10, No. 1, pp. 12-20.
53. Gravesen, H., Taylor, D., Petersen, A., 1999, "Offshore Wind Farms: Danish Experiences," *Wind Energy. Wind Power Comes of Age*, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 329-36.
54. Gryning, S.E., Joffre, S., 1987, "Wind Structure Over the Øresund Strait. In the Øresund Experiment. Proceedings from Workshop II", Uppsala, Sweden. October 13th -14th 1987, Nordforsk, Oslo. pp. 128.
55. Guide for the design, construction and installation of steel fixed offshore platforms (last up-dating 6/93)
56. Hardell, R., Ljungstrom, O., 1978, "Off-Shore Based Wind Turbine Systems (OS-WTS) for Sweden-a Systems Concept Study," *Second International Symposium on Wind Energy Systems*, BHRA Fluid Engineering, Cranfield, UK, xviii+228 pp., pp. B8/85-113.
57. Hardell, R., Bjork, B., 1989, "Offshore Based Wind Power Plants in Sweden", *EWEC '89*, European Wind Energy Conference and Exhibition, Peter Peregrinus, London, UK, 2 vol. xxx+1063 pp., 2, pp.1054-7.
58. Hardell, R., 1990, "Review Development in Offshore Wind Energy System Technology to Mid 1990 and Look Forward," *Energy and the Environment*,

- Into the 1990s, Proceedings of the 1st World Renewable Energy Congress, Pergamon, Oxford, UK, 5 vol. (xv+xiv+xv+xiii+xii+3267) pp., 3, pp. 1733-1742.
59. Harland, L.A., Vugts, J.H., 1998, "Determination of the Probability of Failure of an Offshore Wind Energy Converter," Proceedings-of-the-International-Conference-on-Offshore-Mechanics-and-Arctic-Engineering-OMAE, ASME, Fairfield, NJ, USA, 10pp.
 60. Henderson, A.R., Patel, M.H., 1998a, "Floating Offshore Wind Energy," Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
 61. Henderson, A.R., Patel, M.H., 1998b, "Rigid-Body Motion of a Floating Offshore Windfarm," International-Journal-of-Ambient-Energy, 19, No. 3, pp 127-134.
 62. Henderson, A.R., 2000, "Analysis tools for large floating offshore wind farms. Ph.D. Thesis, Dept. of Mechanical Engineering, University College London, UK.
 63. Heronemus, W.E., 1972, "Power from the Offshore Winds," 8th Annual Conference and Exposition on Applications of Marine Technology to Human Needs, Preprints, Marine Technol. Soc, Washington, DC, USA, xviii+782, pp., pp.435-66.
 64. Heywood, P., Ferguson, M., 1999, "The Challenges of Offshore Wind Farm Installation in the 10 km Zone", Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 117-24.
 65. Hickmann, D., 1999, "Contractual and Legal Issues Arising on Wind Power Projects/Installations", Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 181-6.
 66. Hsu, S.A., 1988, "Coastal Meteorology" IBSN 0-12-357955-4. Academic Press Inc, San Diego, 260 pp.

67. Jacobson, N., 1998, "The Role of the Crown Estate in the Development of Offshore Windfarms," Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng. Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
68. Jensen, S.A., 1990, "Implementation of Off-Shore Wind Power Plant," European Community Wind Energy Conference, Proceedings of an International Conference (EUR 13251), H.S. Stephens, Bedford, UK, xvi+771 pp.
69. Jespersen, D.K., 1991, "First Offshore Windfarm Starts Up", Wind Energy, pp. 57-61.
70. Johns, J.H., 1999, "Tax Issues and Financing Offshore Wind", Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 67-71.
71. Jolly, C.K., Graves, S.T.R., 1986, "Offshore Aerogenerator for the North Sea," Wind-Engineering, 10, No. 4, pp. 215-225.
72. Kent, D.A., 1999, "Does Size Matter? [Wind Farm Turbines]," Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 337-43.
73. Kilar L.A., Stiller, P.H., Anacona, D.F., 1979,a "Offshore Wind-Energy-Conversion Systems," American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA) paper.
74. Kilar, L.A., Chowaniec, C.R., 1979,b "A Technical and Economic Assessment of Offshore Wind Energy Conversion Systems," IEEE 1979 Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, New York, NY, USA, 1122 pp., pp. A79 454-0/1-6.
75. Kilar L.A., Stiller, P.H., Anacona, D.F., 1981, "Offshore Wind-Energy-Conversion Systems," AIAA, Journal-of-Energy, 5, No. 2, pp. 79-83.

76. Kirschbaum, H.S., Somers, E.V., Sulzberger, V.T., 1976, "Evaluation of Offshore Site for Wind Energy Generation," Proceedings of the American Power Conference, 38, Illinois Inst. Technol, Chicago, IL, USA, 1+1486 pp., pp.474-83.
77. Kojima, N., Ohmata, K., Abe, T., 1998, "Study on a Wave and Wind Energy Hybrid Conversion System - Part I: Output Characteristics of a Wave Energy Converter Using a Ball Screw,"
Proceedings-of-the-International-Offshore-and-Polar-Engineering-Conference, ISOPE, Golden, CO, USA, 1, pp. 134-139.
78. Kuhn, M., 1994, "Nonlinear Integrated Modeling of Offshore Wind Turbines," Wind-Engineering, 18, No. 3, pp. 153-165.
79. Kuhn, M., 1997, "Dynamics of Offshore Wind Energy Converters - Contribution to the JOULE III Project Opti-OWECS," Wind Engineering, 21, No. 3, pp. 161-180.
80. Kuhn, M., Bierbooms, W.A.A.M., Cockerill, T.T., Ferguson, M., Goransson, B., Vugts, J.H., 1997, "Structural and Economic Optimization of Offshore Wind Energy Converters: Overview of Second Phase of the Joule III Project Opti-OWECS," Wind Engineering, 21, No. 4, pp. 253-266.
81. Kuhn, M., Bierbooms, W., 1998, "Offshore Wind Energy - A Future Market Under Rapid Development," The Netherlands: Delft University of Technology, institute for Wind Energy. Available at:
http://www.nemesis.at/publication/gpi_98_2/articles/56.html.
82. Kühn, M., Bierbooms, W.A.A.M, Van-Bussel, G.J.W., Ferguson, M.C., Goransson, B., Cockerill, T.T., Harrison, R., Harland, L.A., Vugts, J.H., Wiecherink, R., 1998, "Opti-OWECS Final Report: Structural And Economic Optimisation Of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters - Vol 0. Executive Summary," EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 40 pp.
83. Kühn, M., Bierbooms, W.A.A.M., Van-Bussel, G.J.W., Cockerill, T.T., Harrison, R., Ferguson, M. C., Göransson, B., Harland, L. A., Vugts, J. H., Wiecherink, R., 1999, "Towards a Mature Offshore Wind Energy

- Technology-Guidelines From the Opti-OWECS Project,” *Wind Energy*, 2, pp. 25-58.
84. Larsson, A.K., 1994, “Environmental Impact from an Offshore Plant,” *Wind-Engineering*, 18, No. 5, pp. 213-218.
 85. Leaney, V.C., Sharpe, D.J., 1999, ”Condition Monitoring Techniques for Offshore Wind Farms”, *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 239-48.*
 86. Li, G., 2000, “Feasibility of Large Scale Offshore Wind Power for Hong Kong - A Preliminary Study,” *Renewable-Energy*, 21, No. 3, pp. 387-402.
 87. Marini, M.M., 1998, “Prediction of the Wakes Induced by an Array of Wind Turbines in a Harbour Environment,” *Wind-Engineering*, 22, No. 1, pp. 43-54.
 88. Matsuoka, T., Ohmata, K., Mizutani, T., Kojima, N., 1999, “Study of a Wave and Wind Energy Hybrid Conversion System - Part 2: Output Characteristics of the Double Type Wave Energy Converter,” *Proceedings-of-the-International-Offshore-and-Polar-Engineering-Conference*, 1, pp. 156-161.
 89. Mayo, L.H., 1976, “Some Legal-Institutional Implications of Offshore Wind Energy Conversion Systems,” *Sharing the sun, Solar technology in the seventies, Pergamon, Oxford, UK, x+391 pp., pp.195-214.*
 90. Millborrow, D.J., Moore, D.J., Richardson, N.B.K., Roberts, S.C., 1982, “The U.K. Offshore Wind Power Resources,” *Fourth Int. Symp. on Wind Energy Systems, Stockholm, Paper D4.*
 91. Millborrow, D., 2000, “Wind Energy Technology, Status Review,” *Wind-Engineering*, 24, No. 2, pp. 65-72.
 92. Morgan, C.A., French, R., 1993, “Feasibility Study for a UK Demonstration Offshore Wind Turbine,” *Wind-Engineering*, 17, No. 3, pp. 113-119.
 93. Morgan, C.A., 1994, “Feasibility study for a UK demonstration offshore wind turbine,” *Wind-Engineering*, 18, No. 3, pp. 131-138.

94. Morthorst, P.E., Schleisnr, L., 1997, "Offshore wind Turbines – Wishful Thinking or Economic Reality?" The European Wind Energy Conference, Dublin Castle, Ireland, Irish Wind Energy Association, Dublin, pp: 201-5.
95. Mortensen, N.G., Landberg, L., Troen, I., Peterssen, E.L., 1993, "Wind Analysis and Application Program (WASP)", Risø-II- 666 (EN), Risø National Laboratory, Ros Rilde, Denmark.
96. Mortensen, N.G., Landberg, L., Peterssen, E.L., 1994, "Offshore Wind Resources in Denmark – pilot project", Risø Internal Rep, Riso-767, pp.22.
97. Musgrove, P.J., 1979, "Offshore Wind Energy System for the UK," International Conference on Future Energy Concepts, IEE, London, UK, 445 pp., pp. 309-12.
98. Olsen, F., Dyre, K., 1993, "Vindeby off-shore wind farm - construction and operation," Wind-Engineering, 17, No. 3, pp. 120-128.
99. Panofsky H.A., and Dutton J.A., 1984, "Atmospheric Turbulence". John Willey & Sons Publishers.
100. Oscar, D.S., Paez T.L., 1988, "Analysis OF Wind Turbines on Offshore Support Structures Excited BY Random Wind and Random Waves," Seventh ASME Wind Energy Symposium, Swift and Thresher (editor) ,SED, 5, Publ by ASME, New York, NY, USA, pp. 165-172.
101. Pearce, D.L., Ziesler, C.D., 1999, "The Estimation of Offshore Wind Resource," Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 289-99.
102. Pedersen, T.K., 1998, "Offshore Wind Power-the Operational Aspects," Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
103. Pernpeintner, R., 1984, "Offshore Siting of Large Wind Energy Convertor Systems in the German North Sea and Baltic Regions (wind turbines)", Modern-Power-Systems, 4, No. 6, pp. 33-40.

104. Quarton, D., 1994, "Offshore Wind Energy," *International-Power-Generation*, 17, No. 2, pp. 61-2.
105. Quarton, D.C., 1997, "Calculation of Design Loads for Offshore Wind Turbines," *Wind-Engineering*, 21, No. 4, pp. 267-279.
106. Rogers, N., 1998, "Structural Dynamics of Offshore Wind Turbines Subject to Extreme Wave Loading," *Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference*, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.
107. Siegfriedsen, S., Bohmeke, G., 1998, "Multibrid Technology - a significant step to Multi-Megawatt Wind Turbines," *Wind Energy*, 1, No. 2, pp. 89-100.
108. Simpson, P.B., Hancock, M., Kuhn, U.B.M., 1991, "A Re-Appraisal of the Cost of UK Offshore Wind Energy." *Proceeding of BWEA Conference*, Swansea.
109. Sinclair, F.M., Clayton, B.R., 1989, "The Effects of Wave Loading on Offshore Wind Turbines", *EWEC '89, European Wind Energy Conference and Exhibition*, Peter Peregrinus, London, UK, 2 vol. xxx+1063 pp., 2, pp. 1058-63.
110. Staff Report, 1996, "Norfolk Offshore Wind Farm Takes Shape," *Modern-Power-Systems*, 16, No. 9, pp. 61, 63-4.
111. Still, D., Painter, S., Lawrence, E.S., Little, B., Thomas, M., 1997, "Birds, Wind Farms, and Blyth Harbor," *Wind Energy Conversion 1996, Proceedings of the 18th British Wind Energy Association Conference*, Mech. Eng. Publications, Bury St. Edmunds, UK, 484 pp., pp. 175-83.
112. Still, D., 1998, "Offshore the Sea's the Limit," *Wind Directions XVIII(1)*, Christophe Bourillon, London, pp. 19.
113. Swift-Hook, D.T., 1989, "Off-Shore Wind Power," *Wind energy and the environment*, Peter Peregrinus, London, UK, xiii+170 pp., pp. 160-7.
114. Taylor, R.H., 1978, "Wind Power-the Potential Lies Offshore," *Electrical-Review*, 203, No. 20, pp. 39-40.

115. Taylor, R.J., 1984, "The Availability of Offshore Alternative Energy Systems," *Alternative Energy Systems, Electrical Integration and Utilisation, Proceedings of the Conference*, Pergamon, Oxford, UK, x+289 pp., pp.81-95.
116. Tennekes, H., Lumbe, J.L., 1972, "A First Course in Turbulence", MIT Press, Cambridge. Pp.300.
117. Thomsen, K., Sorensen, P., 1999, "Fatigue Loads for Wind Turbines Operating in Wakes," *Journal-of-Wind-Engineering-and-Industrial-Aerodynamics*, 80, No. 1-2, pp. 121-136.
118. Tong K.C., 1998, "Technical and Economic Aspects of a Floating Offshore Wind Farm", *Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 74-76, pp. 399-410.
119. Trinick, G.M., 1999, "Consents for Offshore Wind Energy Development", *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference*. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 63-5.
120. Troen, I., Petersen, E.L., 1989, "European Wind Atlas", Risø National Laboratory. Roskilde, Denmark, pp.656.
121. Vaahedi, E., Barnes, R., 1986, "Comparison of Generating and Transmission Systems for an Offshore Array of Vertical-Axis Wind Turbines," *IEE-Proceedings-C-(Generation,-Transmission-and-Distribution)*, 133, No. 5, pp. 237-46.
122. Van-Bussel, G.J.W., Schöntag, Chr., 1997, "Operation and Maintenance Aspects of Large Offshore Wind Farms," In: *Proceedings of the European wind energy conference*, Dublin Ireland.
123. Van Wijk, A. J. M., A.c.c. M. Beljaars,, A. A. M. Holtslag, and W. C. Turkenberg., 1990, "Evaluation of stability corrections in wind speed profiles over the North Sea," *J. of Wind Engin. Aand Inddustr. Aerodyn.*, 33, pp.551-566.

124. Vugts, J.H., Harland, L.A., 1997, "Optimisation of the Design of Support Structures for Offshore Wind Energy Converters Using Advanced Offshore Engineering Technology," *Wind-Engineering*, 21, No. 5, pp. 319-37.
125. Wastling, M.A., Quarton, D.C., Schellin, T.E., 1993, "Dynamic Response of Offshore Wind Turbines," *Wind-Engineering*, 17, No. 5, pp. 238-246.
126. Widger, W.K. Jr., Derrickson, R.A.Jr., 1976, "New England wind power... coastal or mountain," *Power-Engineering*, 80, No.12, pp. 43-8.
127. Young, R.B., Barr, I.R., Marianowski, L.R., 1976, "Production of Methane Using Offshore Wind Energy," 11th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, American Inst. Chem. Engrs, New York, NY, USA, v+1002 pp., pp. 541-6.

מקורות נוספים

1. Ackermann, T., Jones, L., (editors), 2000, "Proceedings of the First International Workshop of HVDC Transmission Networks for Offshore Wind Farms," Royal Institute of Technology, Electric Power Systems, Stockholm, Sweden.
2. Ancona, D.F., et al., 1979, "Offshore Wind Energy Conversion Systems," American Institute of Aeronautics and Astronautics Conf. 1979.
3. Ancona, D.F., et al., 1981, "Offshore Wind Energy Conversion Systems," Journal of Energy, 5, No.12, pp.79-83.
4. Barlowe, G., Day, R., Kilfoyle, D., Roberts, R., Smith, G., 1988, "Hybrid Renewable Energy Systems for Off-Shore Naval Installations," Conference-Record-of-the-IEEE-Photovoltaic-Specialists-Conference, II (of-2), Publ-by-IEEE, IEEE-Service-Center, Piscataway, NJ, USA, pp. 1179-1181.
5. Barltrop, N., 1993, "Multiple Unit Floating Offshore Wind Farm," WS Atkins Consultants LTD (WSA), University College London (UCL), Netherlands Energy Research Foundation (ECN).
6. Barthelmie, R.J., 1999b, "The effects of atmospheric stability on coastal wind climates", Meteorol. Appl., 6, pp. 39-47.
7. Bergstrom, H., Smedman, A.S., 1999, "Wind Climatology for a Well-Exposed Site in the Baltic Sea," Wind-Engineering, 23, No. 3, pp. 133-143.
8. Bodamer, D., 1999, "Catch the Wind," Civil Engineering (New-York), 69, No. 7, pp. 50-53.
9. Changsheng, C., Liusen, X., 1997, "A Numerical Study of Wind-Induced, Near-Inertial Oscillations Over the Texas-Louisiana Shelf," Journal-of-Geophysical-Research, 102, No. C7, pp. 15583-93.
10. Cockerill, T.T, 1998, "Opti-OWECS Final Report - Vol. 5. User Guide Owecs Cost Model," EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 46 pp.

11. Coelingh, J.P., van Wijk, A.J.M., Holtslag, A.A.M., 1998, "Analysis of wind speed observations on the North Sea coast," *Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 73, pp. 125-144.
12. Diab, R.D., Garstang, M., 1984, "Assessment of Wind Power Potential for Two Contrasting Coastlines of South Africa Using a Numerical Model," *Journal-of-Climatology-and-Applied-Meteorology*, 23, No.12, pp. 1645-59.
13. Dubois, M.R., Polinder, H., Ferreira, J.A., 1997, "Comparison of Generator Topologies for Direct-Drive Wind Turbines," ENEA, Proceedings of the Offshore Wind Energy in the Mediterranean and Other European Seas Conference 1997 at La Maddalena island, Sardinia, Italy.
14. Dyre-Jesperse, K., 1991, "First Offshore Windfarm Starts Up," *Modern-Power-Systems*, 11, No.10, pp. 57, 59, 60.
15. Exell, R.H.B., Sorapipatana, C., Sukawat, D., 1989, "The Relation Between Wind Speeds at the Surface and Above the Boundary Layer in Thailand and India," *Solar-Energy*, 42, No. 6, pp. 503-89.
16. Farrier, D.A., 1996, "Offshore Wind Energy in Europe – The Wave Ahead," *Wind Directions*, XV(2), The European and British Wind Energy Associations, London, pp. 10-12.
17. Farruggia, S., Boschetti, F., Ratto, C. F., Gabrielli, B., Nosengo, S., Mosiello, R., Ricci, A., 1990, "Identification of Wind and Solar Sites in Liguria," European Community Wind Energy Conference, Proceedings of an International Conference (EUR 13251), H.S. Stephens, Bedford, UK, xvi+771 pp.
18. Frank, P.F., Larsen, S.E., 2000, "Simulated wind power offshore using different parametrizations for the sea surface roughness", *Wind Energy*, 3, pp. 67-79.
19. Franklin, P.J., Gardner, G. E., 1981, "Power Transmission from Offshore Wind Generation Systems," Third International Conference on Future Energy Concepts, IEE, London, UK, xii+360 pp., pp.327-30.
20. Gardner, G.E., Franklin, P.J., 1985, "Electrical interconnection for offshore wind energy systems," *Wind-Engineering*, 9, no.3, pp. 171-9.

21. Garstang, M., Pielke, R., Aspliden, C., Snow, J.W., 1978, "Offshore wind power model estimates," Second International Symposium on Wind Energy Systems, BHRA Fluid Engineering, Cranfield, UK, vi+438 pp., pp. B4/33-48.
22. Gaudiosi, G., 1992, "Offshore Wind Energy Potential on the Mediterranean, WREC 92 Proceedings-Reading, UK.
23. Germanischer Lloyd, Hamburg, Regulation for certification of offshore wind energy conversion systems, 1995.
24. Grainger, W., Gammidge, A., Smith, D., 1998, "Offshore wind data for windfarms," Wind Energy, Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, pp. 390 .
25. Halfpenny, A., Kerr, S., Quinlan, M., Bishop, N.W.M., 1995, "A technical feasibility study and economic assessment of an offshore floating wind farm," Wind Energy Conversion 1995, Proceedings of the 17th British Wind Energy Association Conference, Mech. Eng. Publications, Bury St. Edmunds, UK, pp. xii+427, pp.191-7.
26. Harrison, L. (ed), 1998, "What Price Offshore?" Windpower Monthly, 14, No. 2, pp. 44.
27. Hojstrup, J., Barthelmie, R.J., Courtney, M.S., 1994, "Preliminary results of offshore meteorological monitoring at the Vindeby windfarm," Wind-Engineering, 18, No. 5, pp. 219-25.
28. Jensen, J.K., Sorensen, A. G., 1998, "Large Offshore Wind Farms," International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE'98. Session Papers. CIGRE, Paris, France, 17, vol. 14, pp. 8.
29. Johnsen, F., 1999, "Construction of renewable energy plants in Denmark biomass-fired power plants wind power facilities", VGB-PowerTech, 79, No. 9, pp. 65-68.
30. Harrison, L. (ed), 1998, "What Price Offshore?" Windpower Monthly, 14, No. 2, pp. 44.
31. Henderson, A.R., 2000, "Analysis tools for large floating offshore wind farms. Ph.D. Thesis, Dept. of Mechanical Engineering, University College London, UK.

32. Hojstrup, J., Barthelmie, R.J., Courtney, M.S., 1994, "Preliminary results of offshore meteorological monitoring at the Vindeby windfarm," *Wind-Engineering*, 18, No. 5, pp. 219-25.
33. Jensen, J.K., Sorensen, A. G., 1998, "Large Offshore Wind Farms," International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE'98. Session Papers. CIGRE, Paris, France, 17, vol. 14, pp. 8.
34. Johnsen, F., 1999, "Construction of renewable energy plants in Denmark biomass-fired power plants wind power facilities," *VGB-PowerTech*, 79, No. 9, pp. 65-68.
35. Kristoffersen, E., 1987, "Environmental factors in the siting of wind turbines," *International-Journal-of-Ambient-Energy*, 8, No. 2, pp. 73-82.
36. Krohn, S., 1999, "Offshore wind energy: full speed ahead", <http://www.windpower.dk>
37. Kühn, M., Bierbooms, W.A.A.M, Van-Bussel, G.J.W., Ferguson, M.C., Goransson, B., Cockerill, T.T., Harland, L.A., Vugts, J.H., 1998, "Opti-OWECS Final Report - Vol. 1. Integrated Design Methodology For Offshore Wind Energy Conversion Systems," EU Joule III Project JOR3-CT95- 0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 94 pp.
38. Kühn, M. (editor), Van-Bussel, G.J.W., Schontag, C., Cockerill, T.T., Harrison, R., Harland, L.A., Vugts, J.H., 1998, "Opti-OWECS Final Report - Vol. 2. Methods Assisting The Design Of Offshore Wind Energy Conversion Systems," EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, Delft University of Technology, the Netherlands, 226 pp.
39. Macken, K.J.P., Ferreira, J. A., 1999, "Connection of offshore wind farms with the utility system," *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 405.*
40. Matthies, H.G., et al., 1995, "Study of Offshore Wind Energy in the EC," (JOUR 0072), Verlag Nath rliche Energien, Brekendorf, Germany.
41. Moore, D. J., 1982, "10 to 100 m winds calculated from 900 mb wind data. Proceedings," Fourth BWEAWind Energy Conference, Cranfield, BHRA Fluid Engineering, Cranfield, UK. pp. 197-207.

42. Musgrove, P.J., 1980, "Offshore wind energy systems," *Meteorological Magazine*, 109, No.1293, pp.113-19.
43. Nielsen, S.R., 1996, "WREC 1996 wind energy planning in Denmark," *Renewable Energy*, 9, No. 1-4, pp. 766-771.
44. Noakes, J., Oliver, A., Morgan, C., 1999, "The RES 52/1000-from mW to MW", *Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp.199-205.*
45. Olsen, S.K., Tonnesen, O., Ostergaard, J., 1999, "Power applications for Superconducting cables in Denmark," *IEEE-Transactions-on-Applied-Superconductivity*, 9, No. 2, part 1, pp. 1285-8.
46. Page, D.I., 1988, "Wind power for the UK," *IEE Colloquium on 'Wind Power for the UK' (Digest No.26), IEE, London, UK, 22 pp., pp. 5/1-2.*
47. Pattiaratchi, C., Hegge, B., Gould, J., Eliot, I., 1993, "Effects of sea breeze activity on nearshore and foreshore coastal processes," *National-Conference-Publication-Institution-of-Engineers, Australia, 1, No. 93 pt 4, Publ by IE Aust, Crows Nest, NSW, Aust, pp. 161-166.*
48. Pavlenko, V., 1992, "Energy problems in the Arctic regions of Russia," *Proc-Second-Int-Offshore-Polar-Eng-Conf-Publ-by-Int-Soc-of-Offshore-and-Polar-Engineerns (ISOPE), USA, pp. 612-614.*
49. Pedersen, J.K., 1999, "Power Transmission from Large Offshore Wind Farms," *Proceedings-of-the-Universities-Power-Engineering-Conference, 2, pp. 369-372.*
50. Pernpeintner, R., 1985, "Offshore siting of large wind energy converter systems in the North Sea and Baltic Sea regions," *Wind-Engineering, 9, No.4, pp. 203-13.*
51. Pryor, S.C., Bartelmie, R.J., 1998, "Analysis of the effect of the coastal discontinuity on near-surface flow", *Ann. Geophysicae* 116, pp. 882-888.
52. Rainey, D.L., Weisbrich, A.I., 1998, "WARP/sup TM/ technology for low-cost and environmentally friendly marine-based wind power plants," *Wind Energy. Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference, Professional Eng, Publishing, Bury St. Edmunds, UK, 390 pp.*

53. Rodsand Offshore Wind Farm Environmental Impact Assessment, EIA Summary Report, July 2000, SEAS Distribution A.m.b. A, DK.
54. Roll, H.U., 1965, "Physics of the marine atmosphere", International Geophysics, Series 7, Academic Press, New York.
55. Sanford, L., 1988, "Wind power prospects in the UK, " Atom. No. 378, pp. 4-8.
56. Scott, N.C., 1999, "Economic Grid Connection Capacity (of wind power)," Wind Energy. Wind Power Comes of Age, Proceedings of the 1999 Twenty-First BWEA Wind Energy Conference. Professional Eng. Publishing, Bury St Edmunds, UK, 424 pp., pp. 325-27.
57. Seeley, R.S., 1994, "Windpower Gusts in Holland," Independent-Energy, 24, No. 4, 9p.
58. Sheres, D., Kenyon, K.E., 1990, "An eddy, coastal jets and incoming swell all interacting near Pt. Conception, California," International-Journal-of-Remote-Sensing, 11, No. 1, pp. 5-25.
59. Smedman, A.S., Hogstrom, U., and Bergstrom, H., 1996", "Low level jets - a decisive factor for offshore wind energy siting in the Baltic Sea", Wind Engineering, 20, No.3.
60. Simpson, P.B., Lindley, D., Hardy, W.E., 1981, "An assessment of offshore siting of wind turbine generators in the United Kingdom," Third International Conference on Future Energy Concepts. IEE, London, UK, xii+360 pp., pp. 264-72.
61. Smedman-Ann-Sofi; Hogstrom-Ulf; Bergstrom-Hans, 1996, "Low level jets - a decisive factor for off-shore wind energy siting in the Baltic sea," Wind-Engineering, 20, No. 3, pp. 137-147.
62. Tong, K.C., Cannell, C., 1993, "Technical and Economical Aspects of a Floating Offshore Windfarm, " Wind-Engineering, 17, No. 3, pp. 108-112.
63. Tong, K.C., 1994, "Technical and Economic Aspects of a Floating Offshore Wind Farms", Proceedings of the ATENA European Seminar, OWEMES Rome 24-25 February 1994.

64. Ushiyama, I., 2000, "Wind energy technology: From the past to the future," *Nihon-Enerugi-Gakkaishi-Journal-of-the-Japan-Institute-of-Energy*, 79, No. 1, pp. 35-46.
65. Vadus, J.R., Takahashi, P.K., 1992, "Potential of ocean resource systems," *Proc-Second-Int-Offshore-Polar-Eng-Conf.-Publ-by-Int-Soc-of-Offshore-and-Polar-Engineerns (ISOPE)*, Golden, CO, USA, pp. 529-537.
66. Van-Lieshout, P., Coleman, C., den-Hollander, L., 1988, "North Wind 100: setting new standards for wind generators," *Journal-of-Wind-Engineering-and-Industrial-Aerodynamics*, 27, No. 1-3, pp. 39-51.
67. Vieira, M.E.C., 1986, "Meteorologically Driven Circulation IN Mid-Chesapeake Bay," *J-Mar-Res*, 44, No. 3, pp. 473-493.
68. Watson, W.K., 1992, "Tension leg wind turbine for offshore operation," *American-Society-of-Mechanical-Engineers-Solar-Energy-Division-(Publication) SED*, 12, Publ by ASME, New York, NY, USA, pp. 141-146.
69. Weisbrich, A.L., Rhodes, A.F., 1998, "Offshore based WARP super T super M power spar buoys for multi-megawatt wind power plants," *Proceedings-of-the-American-Power-Conference*, 1, Illinois Inst of Technology, Chicago, IL, USA, pp. 210-215.
70. White, P.A., 1985, "The offshore wind-energy resource around the United Kingdom," *Wind-Engineering*, 9, No. 4, pp. 221-33.
71. Wills, J.A.B., Smith, B.W., 1984, "Wind measurement offshore," *Oceanology International*, Spearhead Exhibitions, Kingston-upon-Thames, UK 574 pp., pp.3.14/1-4.

נספח א'

Vestas V80 נתוני הטורבינה

3. Technical Specifications

3.1 Rotor

Diameter:	80 m
Swept area:	5027 m ²
Rotational speed static, rotor:	18.1 RPM
Rotational speed, operation interval rotor:	9.0 - 20.7 RPM
Rotational direction:	Clockwise (front view)
Orientation:	Upwind
Tilt:	6°
Blade coning	2°
Number of blades:	3
Aerodynamic brakes:	Full feathering

3.2 Blades

Principle:	Shells bonded to supporting beam
Material:	Glass fibre reinforced epoxy
Blade connection:	Steel root inserts
Air foils:	NACA63.xxx+FFA-W3
Length:	39 m
Chord (width) (blade root/blade tip):	3.52 m / 0.48 m
Twist (blade root/blade tip):	13°/0°
Weight:	Approx. 6,500 kg each.

3.3 Blade Bearing

Type:	4-point ball bearing
-------	----------------------

3.4 Blade Hub

Type:	Cast ball hub
Material:	EN-GJS-400-18U-LT

3.5 Main Shaft

Type:	Forged, hollow shaft
Material:	42CrMo4 / EN 10.083

3.6 Bearing Housing

Type:	Cast foot housing with lowered centre
Material:	EN-GJS-400-18U-LT

3.7 Main Bearings

Type:	Spherical roller bearings from recognised suppliers
-------	---

3.8 Machine Foundation

Type: Cast EN-GJS-400-18U-LT

3.9 Yaw System

Type: Plain bearing system with built-in friction
 Material: Forged yaw ring heat treated. Plain bearings PETP.
 Yawing speed: < 0.5°/sec

3.10 Yaw Gears

Type: Non-locking combined worm gear and planetary gearbox. Electrical motor brake
 Motor: 2.2 kW, 6 pole, asynchronous

3.11 Tower (steel)

The below mentioned towers are Vestas standard towers. Off-shore towers may be designed for the specific project.

Type:	Conical tubular
Material:	S 235JO/JR
Surface treatment:	Painted
Corrosion class, outside:	C5-M (ISO 12944-2)
Corrosion class, inside:	C4 (ISO 12944-2)
Top diameter of all towers:	2.3 m
Bottom diameter of all towers:	4.0 m
Hub Height	
3-part, modular tower (60 m):	60 m
3-part, modular tower (67 m):	67 m
4-part, modular tower (78 m):	78 m

Hub height is from tower bottom flange to hub.

Lift: As an option VESTAS offers personnel lift

3.12 Gearbox

Type:	1 planetary stage/2 helical stages
Ratio:	50 Hz: 1:92.6 60 Hz: 1:111.1
Cooling:	Oil pump with oil cooler
Oil filtration:	3 µm filter unit
Oil heater:	2 kW
Manufacturer:	Vestas has several sub-suppliers of gearboxes. All gearboxes comply with Vestas specifications.

3.13 Couplings

Main shaft-gearbox:	
Type:	Hydraulic shrink disc, conical
Gearbox - generator:	

Type: Composite shaft

3.14 Generator with VCS

Generator
50 Hz/60Hz

Rated power: 2.0 MW
Type: Asynchronous with wound rotor, slip-rings and VCS
Voltage: 690 VAC
Frequency: 50 Hz / 60Hz
No. of poles: 4
Class of protection: IP54
Rated speed: 1680 / 2016 RPM
Rated power factor, default: 1.0
Power factor range: 0.98_{CAP} - 0.96_{IND} (option).
See section 1.5 General Reservations.
Manufacturer: Vestas has several sub-suppliers of generators.
All generators comply with Vestas specifications.

3.15 Parking Brake

Type: Disc Brake
Diameter: 600 mm
Disc material: SJV300

3.16 Hydraulic Unit

Pump capacity: 44 l/min
Max. pressure: 200 bar
Brake pressure: 28 bar
Oil quantity: 160 l
Motor: 18.5 kW

3.17 Anemometer and Wind Direction Sensor

Type: 2 independent ultrasonic sensors

3.18 Control Unit

Power current:
Voltage: 3 x 690 VAC, 3 x 480 VAC
Frequency: 50 Hz / (60 Hz)
Power supply for light: 230 VAC / (110V VAC)

Computer:
Communication: ArcNet
Program memory: EPROM (flash)
Programming language: C++
Configuration: Modules
Operation: Numeric keyboard + function keys
Display: 4 x 40 characters

Supervision/control:

Active power
 Reactive power
 Yawing
 Hydraulics
 Environment (wind, temperature)
 Rotation
 Generator
 Pitch system
 Grid
 Remote monitoring

Information:

Operating data
 Production
 Operation log
 Alarm log

Commands:

Run/Pause
 Man. Yaw start/stop
 Maintenance routine

Remote Supervision

Possibility of connection of serial communication

3.19 Transformer

Type:	50 Hz/(60 Hz) Cast resin
Rated Power:	2100 kVA
High voltage:	6 – 33 kV (36 kV (U _m) equipment voltage)
Frequency	50 Hz / (60 Hz)
Vector group:	Dyn
HV – Tappings:	±2 x 2.5%
Low voltage:	690 V
Power at 690 V	1850 kVA
Low voltage:	480 V
Power at 480 V	205 kW

3.20 Weights

	60 m	67 m	78 m
Nacelle:	62.2 t	62.2 t	62.2 t
Nacelle (including heli-hoist arrangement):	64.2 t	64.2 t	64.2 t
Rotor:	37.8 t	37.8 t	37.8 t
Tower:	140.3 t		

נספח ב'

נתוני הטורבינות N80, N90 Nordex

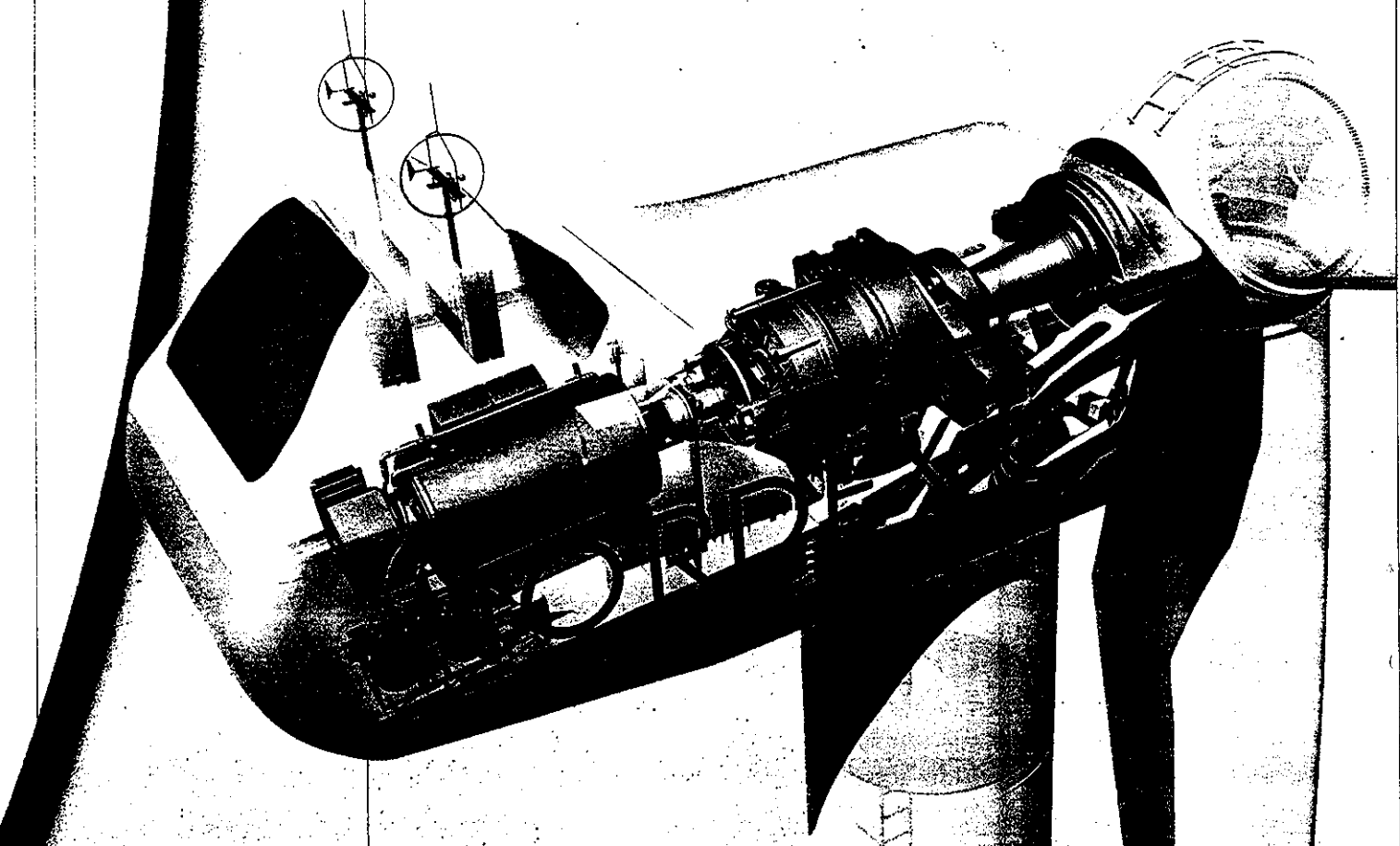
The N80/2500 kW and the N90/2300 kW: Two wind turbines for the highest energy yield.

With the Nordex N80/2500 kW and the Nordex N90/2300 kW you are entering new, hitherto unknown dimensions: a rotor diameter of 80 meters or 90 meters and an installed capacity of 2.5 MW respective 2.3 MW make the Nordex N80 and Nordex N90 the first choice when it comes to value for money. No matter whether they are positioned inland, at the coast or in the off-shore area, these turbines produce optimal yields.

Our know-how in the megawatt class, acquired on the basis of practical operation since 1995, made it possible for us to develop the N80 und N90 successfully.

The N80 suits perfectly for high-wind regions. The N90 is especially suitable for inland locations. Thanks to the pitch control the machines are able to optimize the energy yield at all wind speeds. Both wind turbines offer the highest annual energy yield – a particular advantage when there is only limited space available.

The Nordex N80 and Nordex N90 are supplied as a standard with the Nordex-Control automation software to control and visualise all relevant data. Our wind turbines are designed for a service life of at least 20 years. And the ISO 9001 certification stands for the tested quality of our products.



Reliability, Service, Environmental Sustainability: Nordex always offers that bit more.

The machines offer low-maintenance due to

- having no rotating hydraulics in the hub
- maintenance-free blade-adjustment drives
- easily accessible control cabinets
- user-friendly construction
- control from the bottom of the tower and from the nacelle and the wide range of remote query possibilities for the control system and converter

They are reliable

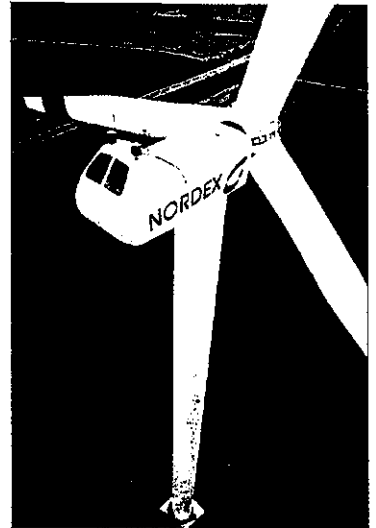
- as all components are of a guaranteed high quality due to our choice of certified and reputable sub-suppliers
- as the tubular steel tower is designed with a high stiffness. The tower's resonant frequency is apart from the excitation frequency of the turbine. By this, resonance between the tower's resonant frequency and the excitation frequency of the turbine will never appear. Damages on the turbine are thus avoided.

They are environment-friendly due to

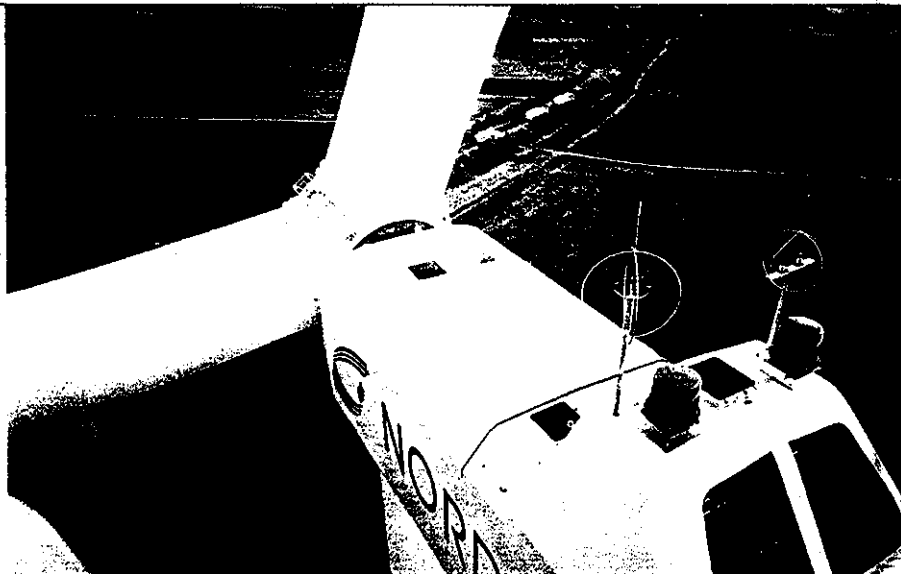
- the absence of a rotating hydraulic system
- the enclosed grease and oil collecting pans
- the hydraulics in the tower head with all lines in the area of the oil pan – meaning that no oil can pollute the environment

They are noise friendly due to

- helical gearing of all gearwheels reduces the noise level within the gearbox
- vibration absorbing mounts



The N90 offers the highest annual energy yield at inland locations. This is a particular advantage when there is only limited space available.



The N80 currently offers the highest possible annual energy yield in all regions.

The N80 and N90: The finer details at a glance.

Rotor

The rotor consists of three blades made of glass fibre reinforced polyester, the hub, the pitch bearings, and drives to change the blade's pitch angle.

Main shaft

The drive train consists of the rotor shaft, the gearbox connected by a shrink-fit coupling, an elastic cardanic coupling and the generator.

Gearbox

The gearbox is designed as a two-stage planetary and one-stage spur gear. The gearbox is cooled through an oil-water-air cooling circuit with stepped cooling capacity. The bearings and tooth engagements are constantly splash lubricated.

Generator

The generator is a double-fed asynchronous machine. The generator is kept in its optimum temperature range by a water-glycol cooling circuit.

Cooling and filtration

Gearbox, generator and inverter of the N80 and N90 have cooling systems which are independent from each other. The cooling of these components results from a water circuit. All systems are designed in such a way that also at high ambient temperatures optimal operating temperatures are set.

Braking system

The aerodynamic brake is made up by the rotor blades which are controlled independently and redundantly. In addition to the blade pitch control the wind turbines are equipped with a hydraulic disc brake system exerting a torque equivalent to the nominal torque in case of emergency stop.

Hydraulic system

The hydraulic system provides the oil pressure for operation of different main components: yaw brakes, rotor brake, rotor lock and hood.

Nacelle

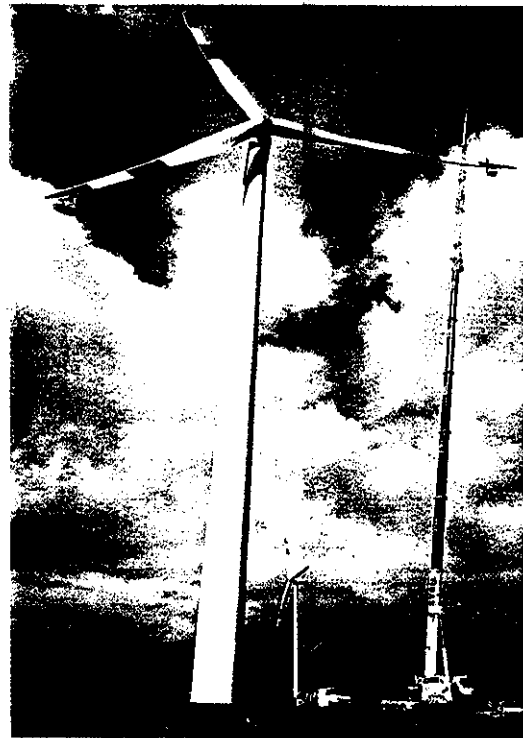
The nacelle consists of the cast main frame and the nacelle cover. The nacelle cover is made of high-quality glass fibre-reinforced plastic (GRP). The nacelle roof is opened hydraulically.

Yaw system

The wind direction is continuously monitored by two wind vanes at hub height. When the wind direction changes the nacelle is yawed actively.

Controller

The wind turbines have two anemometers each. One anemometer is used for controlling the turbine, the second anemometer is monitoring the first one. On a control screen placed at the switchboard all operational data can be moni-



tored and checked and a number of functions, such as starting, stopping and yawing, can be controlled. In addition, the wind turbines are equipped with a remote monitoring system. The data and signal transfer only requires an ISDN-connection. The appropriate communication software and hardware can be installed on any PC on Windows NT and is provided by Nordex.

Lightning protection

The lightning and overvoltage protection of the wind turbine is based on the lightning protection zone concept and is according to IEC 61024 and DIN VDE 0185.

Facts and Figures.

N80/2500 kW

N90/2300 kW

Power Curve N80/2500 kW

Rotor		
Number of blades	3	3
Rotor speed	10.9 to 19.1 rpm	9.6 to 16.9 rpm
Rotor diameter	80 m	90 m
Swept area	5,026 m ²	6,362 m ²
Power regulation	Pitch	Pitch
Cut-in wind speed	4 m/s	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s
Rated power at	14 m/s	12 m/s
Survival wind speed	65 m/s. corresponding GL type class 1	55.3 m/s. corresponding GL type class 2
Pitch regulation	Individual pitch	Individual pitch
Weight	c. 50,000 kg	c. 51,000 kg
Blades		
Blade length	38.8 m	43.8 m
Material	GRP	GRP
Weight	c. 8,600 kg	c. 9,600 kg
Gearbox		
Type	Planetary gearbox	Planetary-spur-gear
Gear ratio	1 : 68.1	1 : 77.44
Weight	c. 18,000 kg	c. 18,000 kg
Oil quantity	360 l	360 l
Oil change	Annual check, change as required	Annual check, change as required
Main shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing
Generator		
Power	2,500 kW	2,300 kW
Voltage	660 V	660 V
Type	Asynchronous double-fed, liquid cooled	Asynchronous double-fed, liquid cooled
Speed	700-1,300 rpm	740 - 1,310 rpm
Insulation class	IP 54	IP 54
Weight	c. 12,500 kg	c. 12,500 kg
Yaw system		
Yaw bearing	Ball bearing	Ball bearing
Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Yaw drive	Two asynchronous motors	Two asynchronous motors
Speed	c. 0.6 °/s	c. 0.5 °/s
Control system		
Type	PLC, Remote Field Controller (RFC)	PLC, Remote Field Controller (RFC)
Grid connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e.g. temperature sensors, hydraulic sensors, pitch parameters, wind sensor set	
Recording	Production data, event lists with filter function, long and short-term trends	
Visualisation	Panel-PC in switchboard and remote monitoring software	
Brake		
Design	Three independent systems, fail safe (individual pitch), various braking sequences	
Aerodynamic	Individual pitching of blades	Individual pitching of blades
Mechanical	Disc brake	Disc brake
Tower		
Type	Tubular: conical steel, epoxy coating Lattice: hot-dip galvanized	
Hub heights	Tubular tower 60 m, Certificate IEC 1, DIBt 3 Tubular tower 80 m, Certificate IEC 1, DIBt 3 Tubular tower 100 m, Certificate DIBt 3 Lattice tower 105 m, Certificate on request	Tubular tower 80 m, Certificate DIBt 3 Tubular tower 100 m, Certificate DIBt 2 Lattice tower 105 m, Certificate on request

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
4	15	0.076
5	120	0.312
6	248	0.373
7	429	0.406
8	662	0.420
9	964	0.430
10	1306	0.424
11	1658	0.405
12	1984	0.373
13	2264	0.335
14	2450	0.290
15	2450	0.236
16	2470	0.196
17	2500	0.165
18	2500	0.139
19	2500	0.118
20	2500	0.102
21	2500	0.088
22	2500	0.076
23	2500	0.067
24	2500	0.059
25	2500	0.052

Rounded values based on measurements of Windtest Grevenbroich and aerodynamical calculations

Power Curve N90/2300 kW

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
4	70	0.281
5	183	0.376
6	340	0.404
7	563	0.421
8	857	0.430
9	1225	0.431
10	1607	0.412
11	1992	0.384
12	2208	0.328
13	2300	0.289
14	2300	0.215
15	2300	0.175
16	2300	0.144
17	2300	0.120
18	2300	0.101
19	2300	0.086
20	2300	0.074
21	2300	0.064
22	2300	0.055
23	2300	0.049
24	2300	0.043
25	2300	0.038

Rounded values based on aerodynamical calculations of LM

Main Office

Nordex AG
Bornbarch 2
22848 Norderstedt
Germany
phone: +49 40 50 09 81 00
fax: +49 40 50 09 81 01
e-mail: info@nordex-online.com

Denmark

Nordex Energy GmbH
Svindbaek,
7323 Give, Denmark
phone: +45 75 73 44 00
fax: +45 75 73 41 47
e-mail: nordex@nordex.dk

China

Nordex, Beijing
C-812A Office Building,
Beijing Lufthansa Center,
50 Liangmaqiao Road,
Beijing 100016, China
phone: +86 10 64 63 79 23
fax: +86 10 64 65 18 47
e-mail: info@nordex.com.cn

France

Nordex France S.A.S.
1, rue de la Procession,
93217 La Plaine Saint-Denis
phone: +33 155 93 43 43
fax: +33 155 93 43 40
e-mail: france@nordex-online.com

Spain

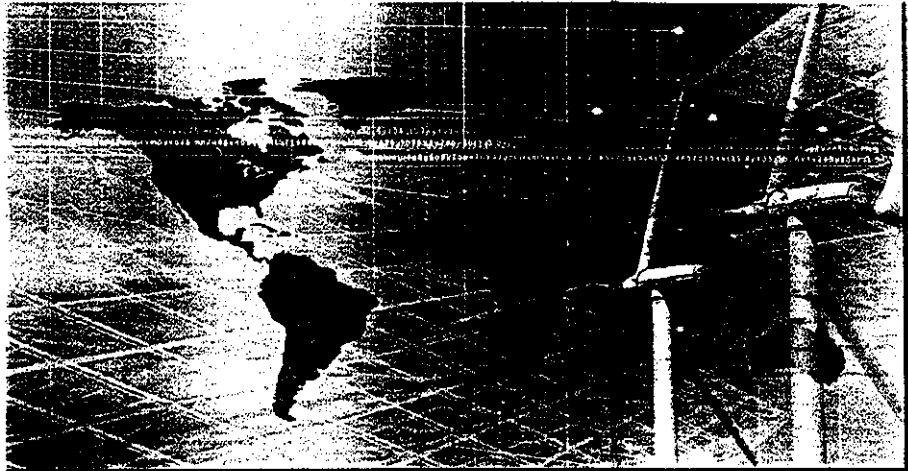
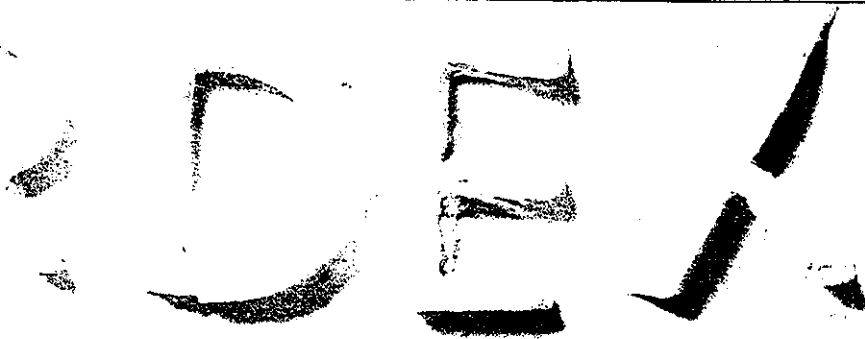
Nordex Ibérica, S.A.
Carrer de Guitard 43, 7º 2a
E-08014 Barcelona
phone: +34 932 05 78 99
fax: +34 932 05 79 03
e-mail: nordex@nordex.es

United Kingdom

Nordex UK Ltd
Landmark House
Station Road
Cheadle Hulme SK8 7BS
Cheshire, England
phone: +44 16 14 86 33 53
fax: +44 16 14 86 33 54
e-mail: uk@nordex-online.com

USA

Nordex USA, Inc.
Carrier/360 Office Building
2080 N. Highway 360, Suite 140
Grand Prairie
Texas 75050, USA
phone: +1 97 26 60 88 88
fax: +1 97 26 60 22 20
e-mail: info@nordexusa.com



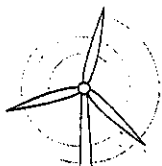
The Nordex Group is one of the world's leading suppliers of wind turbines. The principal focus is on units with a high capacity – above all in the megawatt range: the strongest growth segment in the sector.

Our philosophy:

One company – two brands – infinite application possibilities

Under the brand names Nordex and Südwind, we offer powerful wind turbines for almost all geographic regions across the globe. Onshore and offshore, for desert and permafrost areas.

We are represented with offices and subsidiaries in 19 countries worldwide.



www.nordex-online.com



NORDEX

We've got the power.

נספח ג'

נתוני הטורבינה Nordic 1000/54

1. Principle ideas of design

The Nordic 1000 wind turbine is designed with the aim to extract energy out of the wind utilising a lighter and less complicated structure than traditional wind turbines. In this way it is possible to compete with other wind turbines and with other energy sources.

The amount of construction material is proportional to the loads that have to be sustained, and thus these have to be minimised. Fatigue loads during normal operation are limited primarily by the design of the blades, hub and yaw system. A soft design evens out the impact of both the arbitrary variations of the wind speed (turbulence) and the systematic variation (wind shear).

The main task of the yaw system is to keep the turbine in the direction of the wind. It is designed in a way that provides a soft and damped connection between the nacelle and the tower. In this way it eliminates the build-up of any load-inducing oscillations in the wind turbine installation. In the same way the choice of generator properties makes it possible to damp the variations in the driving torque that would otherwise be induced by the turbulence and wind shear.

When the wind turbine is shut down at hurricane wind speeds the design will be subjected to extreme loads, which are directly proportional to the area exposed to the wind. The choice of a turbine with just two blades minimises these loads. Statically dimensioning load cases also appear during other situations, e.g. over-speed at grid fault and at rapid changes of wind direction.

A wind turbine is a slender design. Blade, tower and other components easily can be brought to oscillating movements. In order to keep the loads down it is necessary to carefully calculate the eigenfrequencies of the separate components and also the previously mentioned damping in the yaw drive and the generator. In order to give the wind turbine favourable dynamics, very extensive simulations have been performed where the behaviour of the complete installation is investigated by numerous computer calculations.

The choice of stall control for limitation of the power level at high wind speeds is one of the features leading to a simple design. Other important simplifications have been achieved by the design of the yaw system, that does not need the expensive yaw brakes that are built into most other large wind turbines, and by integrating the main shaft bearings in the gearbox.

The compact appearance is mainly due to the machinery bed, which is composed by cylindrical sections to which the gearbox and the generator have been flanged.

Altogether the weight of the Nordic 1000 is typically ca 40% lower than for other wind turbines that achieve the same electricity production.

Det Norske Veritas has certified the design.

2. Blades

The two blades, designed especially for the Nordic 1000, are built of glass-fibre reinforced polyester. They are bolted to the hub via a number of steel fittings that are laminated into the blade root. The outer gel coat layer is coloured grey with a dull finish, in order to avoid disturbing reflections.

The blade tips can rotate relative to the inner parts of the blades and thus brake the turbine when needed. During operation they are retracted by means of hydraulic cylinders in the hub. Braking is performed by the release of the hydraulic pressure, which make the tips move outwards and rotate at the same time.

3. Hub

The hub is a compact design with comparatively low weight and short over-hang from the main shaft bearings in the gearbox to the rotor centre of gravity. It is cast of nodular iron. The so called teeter design of the hub reduces fatigue loads in the whole wind turbine.

Inside the hub there is a hydraulic unit that serves the blade tips. It can be reached through a man-hole in the hub. Power supply is provided by slip rings. The elliptical holes in the blade flange allow an adjustment of the angle of attack of the blades. When needed for maintenance, the hub can be locked against rotation.

4. Gearbox

The planetary gearbox increases the low rpm of the turbine to a value that is suitable for the generator. It also contains the main shaft bearings, which makes the wind turbine very compact. The gearbox is flanged to the tubular machinery bed. The lubrication is of splash type, with oil cooling provided by a heat-exchanger coupled to the liquid cooling circuit of the generator. Temperature

sensors indicate need for oil cooling and shutdown of the plant due to high oil temperature.

5. Secondary shaft and mechanical brake

The secondary shaft carries the brake disc and two flexible couplings. The two brake callipers utilise brake pads of a non-asbestos type. They are engaged by the force from springs when the hydraulic pressure is released (passive system). The control system supervises the wear of the brake pads and that the brake pads are completely unengaged at operation.

6. Machinery bed

The machinery bed is welded of steel in cylindrically shaped sections, which makes it compact and easy to manufacture. The gearbox is flanged to the front end of the bed, the generator to the aft section and downwards the bed is connected to the yaw bearing via elastomeric elements. The elastomeric elements act as vibration isolators, to avoid that vibrations from the gearbox and generator are transmitted to the tower, where they otherwise may generate noise. Access for personnel are provided through the yaw bearing and a hole in the bed.

7. Nacelle

The nacelle provides a shelter for maintenance personnel, with full standing height.

The nacelle is made of glass-fibre reinforced polyester in a top and a bottom half, which are bolted together. The floor is covered with an anti-slip mat. Inside there is sound absorbing material on the walls and roof.

There is a hoist on the top of the machinery bed that can be used to deliver equipment through a hatch in the aft end of the nacelle or through the tower. It can also be used, for example, when lowering a blade tip to the ground. The hatch serves as well as the emergency exit when using the evacuation equipment, in case of fire in the tower etc.

On top of the nacelle there is a heat exchanger, which dissipates excess heat from both the gearbox and the generator. There is also a lightning conductor and the wind velocity and direction sensors. The equipment on top of the nacelle can be reached from a hatch in the roof.

8. Yaw system

The machinery bed and the tower top are connected by a yaw bearing, which enables the turbine to be positioned into the direction of the wind. The three yaw drive planetary gearboxes are driven by hydraulic motors and act on the inner cogged ring of the yaw bearing.

During all operation – when yawing or not – the yaw system enables the nacelle to perform small, damped rocking movements. Only when needed for maintenance, the yaw system is locked against movement.

9. Electrical system

The electrical system consists of a one-speed induction generator with adjustable slip, realised with interior, variable resistors coupled to the rotor windings. This admits a variable slip in the range of 1-5%. The generator is liquid cooled.

The power is transferred from the generator to the bottom of the tower through flexible cables that allow two turns of twist in either direction.

10. Tower (not included in NWP's delivery)

The conical-cylindrical tower is welded of steel plates. Access is by means of a door on ground level. There is a vertical ladder inside the tower, equipped with falling protection. The tower is sand-blasted and painted with a rust protecting colour in the same shade as the blades.

Depending on site conditions, different tower heights can be offered, suitable for inland, coast and offshore locations.

11. Control system

The controller is based on a microprocessor. It manages the complete operation of the wind turbine, supervises the systems when stationary or idling at low wind speeds, cuts in the generator at nominal rpm, commands the wind turbine to follow the wind direction, "unwinds" the power cables when needed (by rotating the nacelle at stand-still), supervises all functions and stops the turbine when the wind becomes too strong or an emergency occurs. Access to the control system can be provided via the telephone network, by using a PC with modem.

If the braking power of the generator disappears, e.g. due to a grid disturbance or a fault in the electrical equipment, the turbine may quickly accelerate to high rpm. The control system can handle such situations in a safe way and is capable of braking the turbine, with duplicated functions for indication and braking. A normal emergency stop is released by the controller after it has registered a faulty level of some parameter, e.g. grid voltage (grid loss), rpm, power, temperature, vibrations etc. Through a "watch dog" function also a loss of the computer function activates an emergency stop. It is performed by breaking the power connection to the valves that keep the hydraulic pressure in the blade tip cylinders and in the mechanical brake. Activation of the blade tips is by centrifugal force whereas the mechanical brake callipers are activated by mechanical springs. At grid failure the braking is activated already due to the loss of power. Either the two blade tips or one blade tip and the mechanical brake are enough to brake the turbine to a safe, low rpm.

As an ultimate safety feature there is bursting disc in the hydraulic unit in the hub. It drains the blade tip cylinders if the hydraulic pressure gets too high, thus indicating an over-speed condition. Then the blade tips are extended and the turbine speed is reduced.

12. Monitoring

The wind turbine is operated from either of the panels with push buttons and LCD-screens provided in the bottom of the tower and in the nacelle. The options include permitting operation, stopping, ordering manual modes and confirmation of error messages. The same functions are as well accessible through a modem over the telecom net. Access is provided to basic statistics from the operation of the wind turbine (production, wind, fault history etc.)

The modem in the wind turbine and corresponding software is included in the delivery. The external PC is not included.

13. IT solutions

Besides the control system, there is an option of connecting an industrial PC in the tower base for measurements and maintenance purposes. This PC stores measurement data continuously, which enables a very good follow-up of the operation. If a fault would occur, an SMS text message can be sent to a mobile telephone. Reports can also be e-mailed

automatically. The latest versions of maintenance manuals etc are stored on the PC, which it is possible to connect to also by modem.

14. Technical data

General

Nominal power	1000 kW
Rated wind speed ca	15 m/s
Cut in/cut out (low)	4 m/s
Cut out (high)	25 m/s (10 min mean)
Cut in (high)	21 m/s
Survival wind speed	55 m/s (standard)
Fatigue life	20 years
Ambient temp. (in oper.)	-20° -- +30°C (standard)
Corrosion protection	Class C4 according ISO 12944-2

Turbine

Type	2-bladed, horizontal axis
Power regulation	Stall
Position	Upwind
Turbine diameter	54.0 m
Swept area	2290 m ²
Tilt	4°
Coning	2°
Rotational speed	25 rpm
Tip speed	71 m/s

Blades

Material	Glass and carbon fibre reinforced epoxy
Twist	11°
Optimal tip-speed ratio	8
Air brake	Turnable blade tips
Activation of air brake	Passive (loss of hydraulic pressure, centrifugal force)
Manufacture	ATV, Marseille, France, or similar

Hub

Type	Teeter ±2°
Material	Nodular iron
Teeter bearing	Elastomeric
Teeter bumpers	Elastomeric

Nacelle

Material	Glass fibre reinforced polyester
Dimensions (length x width x height)	6.8x3.5x2.6 m

Gearbox

Type	2-stage planetary with integrated turbine bearings
Gear ratio	1:60.7
Lubrication	Splash
Cooling	Separate heat exchanger
Manufacture	Jahnel-Kestermann, Germany

Yaw system

Bearing	Rolling bearing
Drive	Three hydraulic motors with planetary gearboxes
Brakes	None

Electrical system

Type of generator	4 pole induction
Rating	1000 kW
Slip	Variable 1-5%
Voltage	690 V
Enclosure	IP54
Cabling	Flexible cables
Cooling	Liquid (glycol-water)
Power factor	1.00/0.99 at 0/100% power
Manufacture	Weier, Germany, or similar

Mechanical brake

Type	Disc brake with two calipers
Position	High speed shaft
Activation/deactivation	Springs/hydraulic pressure

Tower – not included in NWP's delivery

Type	Welded steel tube, painted
Height	58 m (hub height 60 m)
Diameter top/bottom	1.88/2.64 m
Plate thickness	10-20 mm
Access	Inside ladder with falling protection

Control system

Type	Micro processor
Remote control	By modem
Manufacture	Mita-Teknik A/S, Denmark, or similar

Weights

Nacelle without turbine	29 tonnes
Turbine	17 tonnes
Tower	45 tonnes

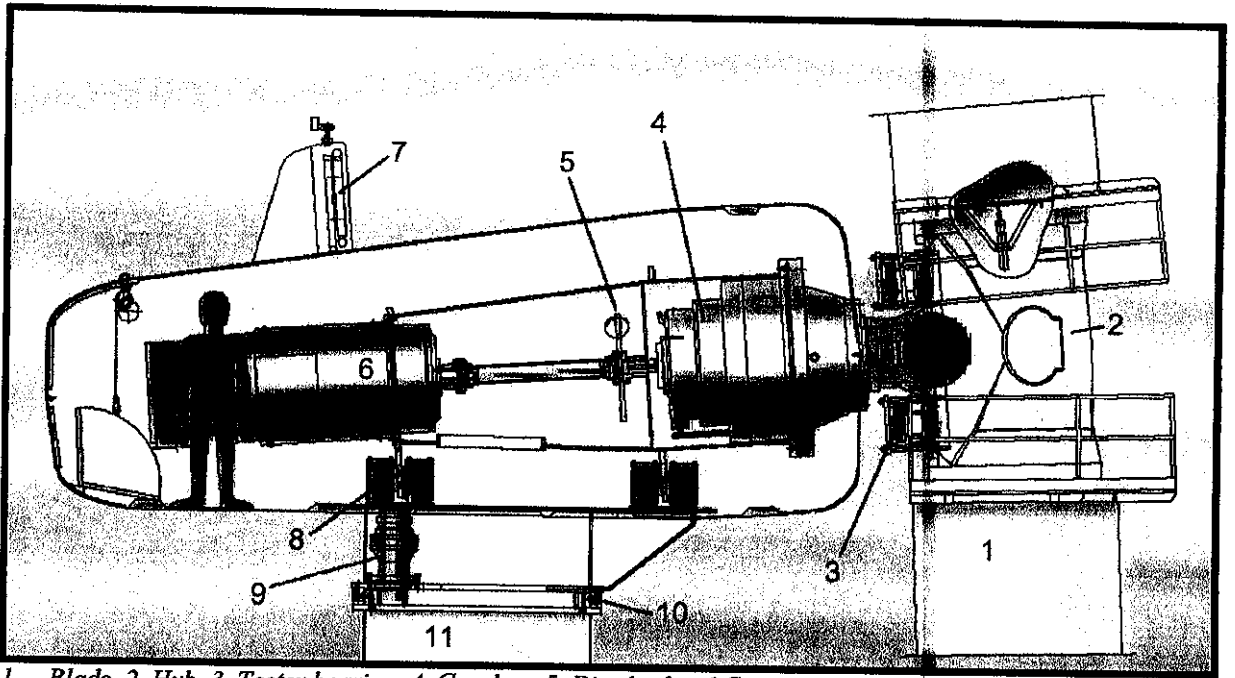
Electrical production

assuming power curve below, 100% availability, mean wind speed at hub height

Roughness class	0	1	2	3
Mean wind, m/s	8.3	7.3	6.7	5.8
Energy, MWh/year	3340	2650	2210	1540

Noise level

Sound power level $L_{WA,ref}$	100 dB(A)
40 dB(A) at distance	330 m

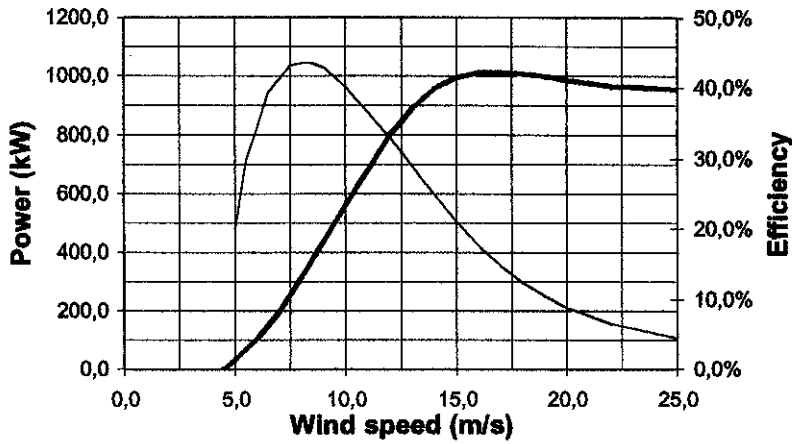


1. Blade 2. Hub 3. Teeter bearing 4. Gearbox 5. Disc brake 6. Generator 7. Cooler
8. Vibration isolators 9. Yaw drive 10. Yaw bearing 11. Tower

Nordic 1000/54

mars 2000 ty

Wind Turbine Power Curve



V m/s	P kW	CE %
4,5	0,0	
5,0	32,0	20,0%
5,5	69,5	29,8%
6,0	103,8	34,3%
6,5	150,9	39,2%
7,0	198,0	41,2%
7,5	255,0	43,1%
8,0	312,1	43,5%
8,5	374,9	43,5%
9,0	437,8	42,8%
9,5	499,7	41,5%
10,0	561,7	40,0%
10,5	621,5	38,3%
11,0	681,3	36,5%
11,5	741,2	34,7%
12,0	801,1	33,0%
12,5	846,6	30,9%
13,0	892,2	28,9%
13,5	924,5	26,8%
14,0	956,9	24,9%
14,5	975,4	22,8%
15,0	994,0	21,0%
15,5	1002,0	19,2%
16,0	1010,0	17,6%
16,5	1010,7	16,0%
17,0	1011,4	14,7%
18,0	1005,8	12,3%
19,0	998,6	10,4%
20,0	983,9	8,8%
22,0	966,3	6,5%
25,0	954,5	4,4%

נספח ד'

**טבלת התעריפים המשולמים על-ידי חברת
החשמל ליצרנים הפרטיים**

מדינת ישראל

משרד התשתיות הלאומיות

אגף מחקר ופיתוח

י"ז בחשוון התשס"ג
23 באוקטובר 2002

לכבוד
פרופ' אביב רוזן ✓
הפקולטה להנדסה אוירונאוטית וחלל
הטכניון - מכון טכנולוגי לישראל
חיפה 32000

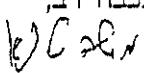
לפרופ' רוזן שלום,

כזכור לך, ביקשנו להרחיב את הגיתוח הכלכלי של טורבינות רוח בים, כך שיתחשב בהשתנות התעריפים לפי עונות השנה ולפי השעה ביום (תעריפי עומס וזמן - תעו"ז).

להלן טבלת התעריפים המשולמים ע"י חברת החשמל ליצרנים פרטיים, מעודכנת לחודש זה. נבקשכם להשתמש בה בחישוביכם.

תעריף (אגורות לקילו- ווט שעה)	השעות בהן התעריף בתוקף			סוג התעריף	עונה
	שבתות וחגים	ימי שישי וערבי חג	ימי חול		
46.46			11→17	פסגה	קיץ (יולי עד ספטמבר)
26.28	19→22	08→22	07→11 ; 17→23	גבע	
9.64	22→19	22→08	23→07	שפל	
40.25			17→22	פסגה	חורף (דצמבר עד מרס)
23.02	17→22	08→12 ; 15→22	06→17 ; 22→23	גבע	
9.15	22→17	12→15 ; 22→08	23→06	שפל	
31.54			08→22	פסגה	מעבר (אפריל עד יוני ואוקטובר - נובמבר)
20.28	17→23	07→23	06→08 ; 22→23	גבע	
9.44	23→17	23→07	23→06	שפל	

כדאי שתתייעצו עם מר דורון עזרא, האחראי לנושא יצרנים פרטיים במינהל החשמל אצלנו (טלפון 02-5316045) בעת ביצוע החישובים.

בכבוד רב,

משה טנא
מרכז פרויקטים בכיר

העתקים למר דוד כהן, מוסד שמואל נאמן
די"ר אברהם ארביב, מנהל האגף
די"ר יוסי אראל, נציג המשרד למחקר

PUBLICATION DOCUMENTATION PAGE

1. Publication No. MONI - RD -25-03	2.	3. Recipient Accession No.
4. Title and subtitle Investigation of the Feasibility of Offshore Wind Farms (In Israel)	5. Publication Date November 2002	
	6. Performing Organization Project No. 090-920-1	
7. Author(s) E. Ben-Dov, N. Drimer, D. Cohen, I. Seter, A. Rosen	8. Performing Organization Report No.	
9. Performing organization(s) names and addresses Samuel Neaman Institute For Advanced Studies in Science and Technology	10. Ministry of Nat. Infra. Contract No. 2000-5-45/20-11-021	
	11. Sponsoring organization(s) names and address(es) (a) Ministry of National Infrastructures Division of Research and Development P.O.Box 13106, 91130 Jerusalem (b)	
		12. Type of report and period covered Final Report 2000-2002
		13. Sponsoring Org. Code
14. Supplementary Notes		
15. Abstract (maximum 200 words) <p>The first part of the report presents a detailed literature survey. This survey includes: national programs for offshore wind energy exploitation, meteorological aspects of wind resources in offshore sites, engineering aspects related to offshore wind farms, the issue of foundations for turbines in offshore sites. Other aspects that are addressed in the survey are: Electrical aspects (including the connection to the grid onshore), environmental aspects (noise, view, wildlife, etc.), legal aspects, etc.</p> <p>The second part of the report includes an initial feasibility study. It presents an estimate of the wind energy potential in two offshore sites. These sites include one in the south, near Erez, and another one near Hadera. The estimations are based on recent measurements that include a high measurements tower near Erez and measurements near the power-station in Hadera.</p> <p>The estimation concludes that the wind energy potential at these offshore sites is not high. In order to check the worthwhile of putting turbines in these sites, modern wind turbines, that are suitable for offshore applications, are chosen. An economic investigation is carried out, including the price of foundations and connection to the shore. It turns out that it is not recommended to build offshore wind farms in Israel at present.</p>		
16. Identifiers/Keywords/Descriptors Wind Energy, Offshore Sites, Renewable Energy		
17. Copies of This Report Are Available from: Samuel Neaman Institute Technion - Israel Institute of Technology Haifa, 32000 ISRAEL	18. Security Class (this report) None	20. No. of pages 191
	19. Security Class (this page) None	21. Price