

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»

В. А. Волощук, О. Є. Никифорович

**ПРИКЛАДНІ ЗАДАЧІ РОЗБУДОВИ РОЗУМНИХ МІСТ ТА
СТРАТЕГІЇ АДАПТАЦІЇ Й ПОМ'ЯКШЕННЯ ЗМІН КЛІМАТУ**

КОМП'ЮТЕРНИЙ ПРАКТИКУМ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як
навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою
програмою «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології кібер-
енергетичних систем» спеціальності G7 Автоматизація, комп'ютерно-
інтегровані технології та робототехніка

Електронне мережеве навчальне видання

КИЇВ
КПІ ІМ. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО
2026

УДК 620.9:621.31

B19

Автори: Волощук Володимир Анатолійович, д-р техн. наук,
проф.

Никифорович Олександр Євгенійович, канд. екон.
наук.

Рецензент Дешко В.І., д-р техн. наук, проф.,
кафедра теплової та альтернативної енергетики КПІ
ім. І. Сікорського

Відповідальний

редактор Любицький С. В.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського

(протокол № 7 від 08.05.2026 р.)

*за поданням вченої ради навчально-наукового інституту атомної та
теплової енергетики*

(протокол № 2 від 30.03.2026 р.)

Волощук В. А.

B19 Прикладні задачі розбудови розумних міст та стратегії
адаптації й пом'якшення змін клімату. Комп'ютерний практикум
[Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра
за освіт. програмою «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології кібер-енергетичних систем» спец. G7 Автоматизація,
комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка /
В. А. Волощук, О. Є. Никифорович ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. –
Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського,
2026. – 98 с.

У навчальному посібнику представлено нову концепцію подальшого розвитку енергетичних систем – Smart Energy Systems (розумні енергетичні системи). В якості інструменту для енергетичного, екологічного та економічного оцінювання й аналізу таких систем пропонується використовувати комп'ютерну програму EnergyPLAN. Детально наведено приклади застосування пакету EnergyPLAN, де покроково показано та проаналізовано окремі аспекти й особливості моделювання рішень зі створення енергетичних систем в рамках концепції Smart Energy Systems. Посібник призначений для здобувачів ступеня магістра за спеціальностями G7 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка та G4 Енерговиробництво (за спеціалізацією).

УДК 620.9:621.31

Реєстр. № НП XX/XX-XXX. Обсяг 3,8 авт. арк.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© В. А. Волощук, О. С. Никифорович, 2026

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2026

Зміст

Вступ	6
Розділ 1. Загальні положення	8
1.1. Поняття про розумні енергетичні системи	8
1.2. Програмний пакет EnergyPLAN	11
Контрольні питання:	21
Комп'ютерний практикум 1. Модель існуючої енергетичної системи	23
2.1. Визначення попиту на електроенергію	23
2.2. Створення моделі енергетичної системи із врахуванням вітрової та теплової електростанцій	28
2.3. Створення моделі енергетичної системи із врахуванням централізованого та індивідуального теплозабезпечення	31
2.4. Створення моделі енергетичної системи із врахуванням виробництва теплової та електричної енергії в промисловому секторі	35
2.5. Створення моделі енергетичної системи із врахуванням транспорту	38
Завдання	40
Контрольні запитання:	41
Комп'ютерний практикум 2. Модель енергетичної системи у врахуванням впровадження рішень з підвищення енергетичної ефективності	43
3.1. Впровадження енергозберігаючих рішень в системах теплозабезпечення будинків	44
3.2. Заміна котлів централізованого теплозабезпечення на когенераційні установки ..	51
3.3. Додавання 1000 МВт потужності офшорної вітроенергетики	55
3.4. Впровадження заходів з збереження електроенергії	59
3.5. Додавання теплонасосної установки та теплоакumuлюючих потужностей для ТЕЦ	63
Комп'ютерний практикум 3. Модель енергетичної системи з використанням додаткових енергетичних ресурсів	67
4.1. Використання потенціалу скидної енергії для існуючої енергосистеми	68
4.2. Використання відходів для виробництва біогазу для транспорту	71
4.3. Використання вітрової та водневої енергетики у транспорті	73

4.4. Використання сонячної теплової енергії в приватних будинках.....	74
4.5. Використання сонячної теплової енергії у системах централізованого теплозабезпечення	76

Комп'ютерний практикум 4. Поглиблений аналіз енергетичної системи: Діаграми надлишків виробництва електроенергії.....	79
5.1. Побудова діаграми надлишкової електроенергії для базової системи	79
5.2. Використання функції «Виконання послідовного обчислення» («Run serial calculation»).....	83
5.3. Дослідження сценаріїв розвитку енергосистем	87
5.4. Порівняння трьох варіантів енергосистем закритого типу	90
Перелік посилань:	94

Вступ

Існуючі виклики в енергетиці вимагають застосування принципово нових підходів до створення енергетичних систем. Зокрема, концепція Smart Energy Systems передбачає підхід, у якому враховується взаємозв'язок різних сфер енергетики для досягнення синергії та мультиефективності.

Посібник присвячено практичному застосуванню програмного пакету EnergyPLAN для комп'ютерного моделювання та аналізу стратегій розвитку енергетики на національному, регіональному та локальному рівнях в рамках концепції Smart Energy Systems.

EnergyPLAN був розроблений в Ольборзькому університеті (Данія) і з 1999 року постійно вдосконалюється для вирішення завдань широкої інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Головною особливістю програми є її детерміністичний характер (що є зручним для сценарного аналізу впливу тих чи інших технологічних змін на показники системи) та здатність виконувати погодинний аналіз енергетичного балансу протягом року. На відміну від вузькоспеціалізованих інструментів, EnergyPLAN розглядає енергетичну систему як цілісну структуру, де такі сектори як електроенергетика, тепло-, холодозабезпечення, промисловість, будівлі та транспорту тісно взаємодіють між собою.

Посібник спрямований на те, щоб навчити користувача не просто вводити дані, але і критично оцінювати технічні та соціально-економічні наслідки різних сценаріїв розвитку енергетичних систем. Розглядається всі етапи роботи з програмою: від збору вихідних технічних параметрів (річний попит, потужності генерації, погодинні розподіли) до інтерпретації результатів та проведення техніко-економічних досліджень.

Застосування EnergyPLAN дає можливість розробляти сценарії переходу до енергетичних систем зі 100% використанням ВДЕ, що є критично важливим для забезпечення енергетичної безпеки та досягнення

цілей сталого розвитку. Цей інструмент допомагає ідентифікувати найбільш ефективні рішення з точки зору вартості життєвого циклу системи та її здатності адаптуватися до переривчастого та нестабільного характеру ВДЕ.

Розділ 1. Загальні положення

1.1. Поняття про розумні енергетичні системи

Визначена Європейською Комісією наприкінці 2019 року стратегія ЄС у формі Європейської Зеленої Угоди (The European Green Deal) ставить найамбітніші цілі в контексті сталого розвитку Європейського співтовариства, зокрема щодо перетворення Європи до 2050 р. на перший кліматично-нейтральний континент (із нульовим сумарним викидом парникових газів) [1].

В умовах військово-політичної нестабільності України внаслідок російської воєнної агресії, яка може тривати досить довгий час, є потреба у створенні принципово нового типу систем енергозабезпечення, де потрібно передбачити підвищення гнучкості та стійкості систем, ширше залучення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та інші додаткові можливості за рахунок взаємозв'язків між окремими секторами енергетики [2], [3].

Часто аналіз переходу до майбутніх енергетичних систем базується на наукових підходах, які обмежуються окремими сферами енергетики [4].

Концепція Smart Grids зазвичай визначається і застосовується в межах електроенергетичного сектору [5], а не енергетичної системи в цілому. Наприклад, в роботі [6] досліджується розвиток технологій сонячної та вітрової енергетики, а також технологій попиту, але в межах виключно сектору електроенергетики. Автори [7] досліджують впровадження технологій перетворення електроенергії в газ та тепло для спільнот, що використовують ВДЕ, розглядаючи лише систему електропостачання як первинне джерело енергії. Концепція ZEB (будівлі з нульовим енергоспоживанням) розглядається в межах будівельного сектору та зосереджена на нових будівлях [8]. Концепція Power-to-Gas (Електрика в газ) [9] визначається переважно для розвитку виробництва водню [10]

та/або зеленого газу [11] і зеленого рідкого палива [12] в межах газового та електроенергетичного секторів.

Ці, а також подібні технологічні та інфраструктурні концепції є важливими новими рішеннями і представляють собою значну зміну парадигми в розробці майбутніх стратегій сталого енергозабезпечення. Однак усі вони є відокремленими системами чи інфраструктурами, що не дає можливості у повній мірі використати їх потенціал, якщо не розглядати їх у контексті загальної енергетичної системи.

Нова концепція Smart Energy Systems [13], [14] пропонує принципово новий підхід до інтеграції відновлюваних та розподілених джерел енергії в системи енергозабезпечення. Такий підхід розглядає енергетичну систему як єдине ціле, що дає можливість пропонувати рішення, які забезпечують сприятливі умови широкого впровадження технологій відновлюваної енергетики із значно нижчими затратами, а також підвищують її стійкість за рахунок синергії та мультиефективності.

Впровадження концепції Smart Energy Systems передбачає наявність відповідних інфраструктур різних секторів енергетики, а саме розумні електромережі (smart grids), розумні теплові мережі (smart thermal grids), розумні газові мережі (smart gas grids) тощо. Це дає можливість нестабільним та переривчастим ВДЕ (вітрова, сонячна, низькотемпературні джерела теплоти, тощо) використовувати нові можливості гнучкого використання (зберігання у вигляді твердого, газоподібного та рідкого палива, теплові акумулятори, теплонасосні установки, а також електромобілі). На відміну від існуючих технологій, Smart Energy Systems також забезпечують більш ефективне використання біопалива [14].

Виходячи із цього сформовано такі визначення щодо понять, які стосуються розумних технологій в енергетиці [4], [14], [15], [16], [13].

Розумні електромережі - це електроенергетична інфраструктура, яка може інтелектуально інтегрувати дії всіх підключених до неї користувачів

(виробників, споживачів і тих, хто виконує обидві функції) з метою ефективного забезпечення стабільного, економічного та безпечного електропостачання [4].

Розумні теплові мережі - це мережа трубопроводів, що з'єднують будівлі в мікрорайоні або всьому місті для їх обслуговування як централізованими, так і розподіленими джерелами, включаючи можливу генерацію самими будівелями [4].

Розумні газові мережі - це газові інфраструктури, які можуть інтелектуально інтегрувати дії всіх підключених до них користувачів (постачальників, споживачів та тих, хто виконує обидві функції) з метою ефективного забезпечення сталого, економічного та безпечного постачання й зберігання газу [4].

Ці три концепції мають структурну схожість, що дає можливість реалізувати перерозподіл між споживачами та двосторонні потоки. Для вирішення цього завдання всі ці системи можуть використовувати сучасні інформаційно-комунікаційні технології. Однак вони також відрізняються за своїми основними завданнями. Розумні теплові мережі стикаються з проблемами, пов'язаними з рівнем температури та взаємодією з будівлями з низьким енергоспоживанням. Розумні електричні мережі стикаються з проблемами, пов'язаними з надійністю та інтеграцією змінного виробництва електроенергії з ВДЕ. Розумні газові мережі стикаються з проблемами, пов'язаними з змішуванням газів з різною теплотворною здатністю та ефективним використанням обмежених ресурсів біомаси.

Дослідження показують, що найбільш ефективні та найменш затратні рішення не можна знайти в межах одного сектора, а лише за умов їх об'єднання [4].

Наприклад, у роботі [17], для умов Данії, розглядаються різні стратегії трансформації сфери теплозабезпечення із 100 % використанням ВДЕ. Порівнюються кілька варіантів технології «розумних електромереж», де

застосовується індивідуальне електричне опалення та індивідуальні теплонасосні установки із варіантом використання концепції Smart Energy Systems, де передбачено інтеграцію централізованого теплозабезпечення з іншими підсекторами. Показано, що існуючі в Данії газові та централізовані теплові мережі мають удвічі більшу потужність, ніж електромережі. Більше того, існуючі потужності ємностей для зберігання газу та тепла є значно вищими, а додаткові майбутні потужності є більш доступними, ніж в електроенергетиці. Використання концепції «розумні електромережі» для трансформації сфери теплозабезпечення із 100 % використанням ВДЕ, вимагає 2...4-кратного розширення електромереж та значних інвестицій у потужності для зберігання електроенергії, тоді як застосування концепції Smart Energy Systems дає можливість впровадження відповідних рішень за відносно невеликі інвестиції у доступні незначні розширення існуючих мереж (теплових та газових) та потужностей акумулювання енергії (у вигляді газу та тепла).

Отже, концепція Smart Energy Systems (розумні енергетичні системи) визначає підхід, у якому розумні електричні, теплові та газові мережі об'єднуються та координуються з метою виявлення синергії між ними для досягнення оптимального рішення як для кожного окремого сектора так і для енергетичної системи в цілому [4].

1.2. Програмний пакет EnergyPLAN

У вирішення завдань з розроблення сценаріїв широкого впровадження технологій відновлюваної енергетики, декарбонізації енергетики, створення більш гнучкої та стійкої в умовах постійної воєнної загрози для енергетичної інфраструктури необхідно залучати спеціальні комп'ютерні програми.

В теперішніх та прогнозованих умовах розроблення сценаріїв розвитку енергосистем в Україні доцільно розглядати технології розподіленої генерації із широким залученням ВДЕ [18]. При цьому, важливо, щоб програма, за допомогою якої такі сценарії розробляються, мала можливість проводити послідовний і порівняльний аналіз всіх розглянутих варіантів, включаючи і базовий. Також важливим є можливість реалізації аналізу потенційно перспективних системи, які радикально відрізняються від існуючих як технічно, так і організаційно. Крім того, бажано, щоб в програмі була передбачена можливість оцінювання економічної та екологічної ефективності запропонованих рішень. Більше того, якщо в сценаріях передбачено широке впровадження технології відновлюваної енергетики, то програма, яка при цьому використовується, повинна бути здатною врахувати переривчастість та нестабільність цих технологій [19].

В теперішній час пропонується широкий спектр комп'ютерних програм, які дають можливість користувачам моделювати та аналізувати енергетичні системи на національному та регіональному рівнях для розроблення різноманітних сценаріїв подальшого розвитку енергетики [20], [21], [22].

Ці пакети відрізняються між собою як задачами, що вирішуються, так і методами, які застосовуються для моделювання. Тому важливим є можливість правильного вибору найбільш підходящого інструменту дослідження енергетичної системи залежно від конкретної мети та завдань.

Однією із найбільш затребуваних комп'ютерних програм такого типу є пакет EnergyPLAN, який розроблено в університеті Ольборга (Данія) [23].

Програма EnergyPLAN була створена у 1999 році і до теперішнього часу вона весь час удосконалюється та до неї додаються нові можливості. В цій програмі передбачено моделювання енергетичних систем за принципом вхід/вихід. Вона є детермінованою і призначена для визначення

оптимальних структур енергетичних систем та стратегій їх експлуатації шляхом погодинного моделювання в річному перерізі. EnergyPLAN використовується для розробки та аналізу сценаріїв переходу на 100% використання ВДЕ. Програма дає можливість відображати режимні характеристики майбутньої розумної енергетичної системи із урахуванням синергетичного ефекту різних технологій, викидів CO₂, стратегій управління та економічних витрат.

Програма EnergyPLAN призначена для дослідження сценаріїв майбутніх енергетичних систем, а не існуючих. Це означає, що ключові компоненти цього пакету розроблені з урахуванням того, як буде виглядати майбутня низьковуглецева енергетична система. Тому, якщо мета досліджень полягає в моделюванні наступних двох...трьох років і проведенні аналізу короткострокових перспектив, то EnergyPLAN не є підходящим інструментом. Однак якщо є потреба в дослідженні довгострокових сценаріїв в найближчі 30 або 40 років, особливо якщо розглядається енергетична система із широким використанням ВДЕ, то EnergyPLAN є якраз тим інструментом, у якому великий акцент робиться на моделюванні з урахуванням технологій майбутнього.

EnergyPLAN є просторим у використанні, не потребує ліцензії та має можливість оптимізувати як економічні, так і технічні аспекти енергетичної системи. Програмний пакет чудово підходить для кількісного оцінювання можливостей гнучкості в різних секторах енергетики.

Пакет має можливість оцінювати вплив змін в одному секторі на скорочення викидів CO₂ в інших секторах. Наприклад, якщо сектор виробництва електроенергетики повністю декарбонізовано, то електрифікація теплопостачання та транспорту також призводить до нульових викидів CO₂ у цих сферах. Крім того, гнучкість за рахунок впровадження теплонасосних установок та електромобілів може забезпечити ширшу інтеграцію у енергосистему нестабільних ВДЕ.

Програма також має можливість врахувати вплив зміни методу управління в одному секторі на інші сектори. Наприклад, підвищення енергоефективності в будівлях призводить не тільки до скорочення попиту на тепло, але і зниження попиту на електроенергію. Програма також може візуально відобразити, як поведінка споживачів впливає на скорочення викидів CO₂. EnergyPLAN має можливість виконувати ітераційні розрахунки для визначення оптимальної частки непостійних ВДЕ з метою мінімізації цільової функції [23].

Основним керівним принципом розробки та використання EnergyPLAN є встановлення альтернатив.

Програма передбачає врахування наступних особливостей [23]:

- аналіз технологічних змін, які необхідні для переходу на 100% відновлювану енергетику;
- прозоре та послідовне порівняння декількох альтернативних варіантів переходу;
- сценарії, розроблені та проаналізовані в EnergyPLAN, не повинні обмежуватися існуючими інституційними та ринковими рамками.

Загалом, структура вхідних даних EnergyPLAN відображає такі аспекти енергетичної системи:

- потреби в енергії (тепло, електроенергія, транспорт тощо);
- технології для виробництва енергії (вітрогенератори, електростанції, котли тощо), включаючи установки для перетворення енергії, такі як електролізери, біогазові та газифікаційні установки, а також установки для гідрогенізації;
- моделювання роботи кожної станції і системи, включаючи технічні обмеження, такі як пропускна здатність, тощо;
- витрати на паливо, обмін електроенергією та газом, податки, змінні та постійні операційні витрати й інвестиції.

Результатом реалізації EnergyPLAN є енергетичні баланси та річне виробництво, споживання палива, імпорту/експорту електроенергії та загальні витрати, включаючи доходи від обміну електроенергією. Результати можуть бути представлені також і з часовим кроком 1 година.

EnergyPLAN в першу чергу призначений для аналізу національних енергетичних систем. В літературі наведені приклади розроблення національних енергетичних стратегій для Німеччини [24], Данії [25] Ірландії [26], Норвегії [27], Угорщини [28], Румунії [29], Словаччини [30] та інші. Є приклади застосування даного пакету для аналізу на рівні міст Ольборг [31] та Бозен-Больцано [32].

В роботі [26] розроблено оптимальний сценарій переходу до повністю відновлюваної енергетики для Північної Ірландії шляхом інтеграції різних секторів енергетики з урахуванням технічних та економічних аспектів. Запропонований із використанням пакету EnergyPLAN сценарій включає в себе вісім кроків, які передбачають технологічні та управлінські зміни як з боку виробництва, так і з боку попиту: створення базового варіанту із існуючим станом енергосистеми, впровадження системи централізованого теплопостачання, впровадження теплонасосних технологій, зменшення залежності від теплових електростанцій, впровадження електромобілів, впровадження управління попитом, виробництво метанолу, заміна решти викопного палива синтетичним газом. Показано, що, на відміну від існуючої енергетичної системи, основні витрати в системі із 100% забезпечення ВДЕ складаються із інвестицій, витрат на експлуатацію та обслуговування. При цьому повністю відсутні витрати на закупівлю імпортованих енергоносіїв. За оцінками цього дослідження, такий перехід створить понад 30 000 прямих робочих місць.

В роботі [30], із застосуванням пакету EnergyPLAN показано як зміна частки сонячної, вітрової енергії та біомаси в енергетичних сценаріях розвитку електроенергетичної галузі Словацької Республіки для 2030, 2040

та 2050 рр. впливає на енергозабезпечення, екологію та економічні витрати. Автори вказують про необхідність широкого впровадження інноваційних рішень у сфері ВДЕ, розвиток електромереж, створення систем акумулювання енергії та запровадження заходів з підвищення енергетичної ефективності. Результати показують, що у 2020 році споживання первинної енергії та електроенергії в Словацькій Республіці становило 177,1 та 28,6 ТВт-годин на рік, відповідно. Викиди вуглецю в енергетичному секторі становили 34,80 млн тонн, а загальні річні витрати становили 20,12 млн євро. Майбутні сценарії демонструють подальше зростання попиту на електроенергію до 40,84 ТВт-годин до 2050 року. Очікується, що до 2050 року будуть введені додаткові потужності на основі використання енергії вітру, сонця та біомаси загальною потужністю 3,6, 1,8 та 3,0 ГВт, відповідно. Такий сценарій зменшує загальне споживання первинної енергії до 58 ТВт-годин, викиди вуглецю – до 16,28 млн. тонн, а загальні річні витрати – до 9,80 млн. євро.

Автори [31] на прикладі міста Ольборга (Данія) запропонували підходи та методологію, які можуть бути застосовані для міст та місцевих громад у вирішенні завдань зі створення розумних енергетичних міст з урахуванням переходу енергетики країни на 100% використання ВДЕ. Основним інструментом аналізу був програмний пакет EnergyPLAN. Приклад демонструє, як можна перейти до енергетичної системи розумного міста з урахуванням енергетичної стратегії Данії та Європейського Союзу.

Автори [33] використали пакет EnergyPLAN для обґрунтування вибору стратегії подальшого розвитку енергозабезпечення провінції Саскачеван (Канада). При цьому розглянуто дві альтернативи – використання ВДЕ та застосування систем уловлювання та зберігання вуглецю. В роботі досліджувалися такі сектори: транспорт, система теплозабезпечення, промисловість та електрозабезпечення. Результати показали, що впровадження концепції розумної енергетичної системи та

використання ВДЕ є більш доцільним оскільки це забезпечує скорочення викидів вуглекислого газу на 52% і загальні річні економічні витрати на 20%.

На рис. 1.1 представлено структуру вхідних та вихідних даних програми EnergyPLAN. Даний пакет пропонує графічний інтерфейс користувача, де можна вводити вхідні дані та робити огляд моделі.

Загалом, структура вхідних даних EnergyPLAN відображає такі аспекти енергетичної системи:

- Потреби в енергії (тепло, електроенергія, транспорт тощо);
- Технології та ресурси для виробництва енергії (вітрогенератори, електростанції, котли тощо), включаючи установки для перетворення енергії, такі як електролізери, біогазові та газифікаційні установки, а також установки для виробництва водню;
- Моделювання (визначення моделювання та роботи кожної станції і системи, включаючи технічні обмеження, такі як пропускна здатність і т.д.);
- Витрати (витрати на паливо, обмін електроенергії та газу, податки, змінні та постійні операційні витрати та інвестиційні витрати).

Результатом реалізації EnergyPLAN є енергетичні баланси та річні обсяги виробництва, споживання палива, імпорту/експорту електроенергії та загальні витрати, включаючи доходи від обміну електроенергією. Результати можуть бути представлені також і з часовим кроком 1 година. За допомогою функції експорту результати можна імпортувати в електронну таблицю для подальшого дослідження або ілюстрації.

Більш оперативно результати представляються у щомісячних та щорічних звітах виробництва та попиту в межах різних технологічних категорій, а також імпорту/експорту газу та електроенергії. Річні дані також

включають викиди вуглекислого газу, грошові потоки на/з зовнішнього ринку електроенергії та споживання палива.

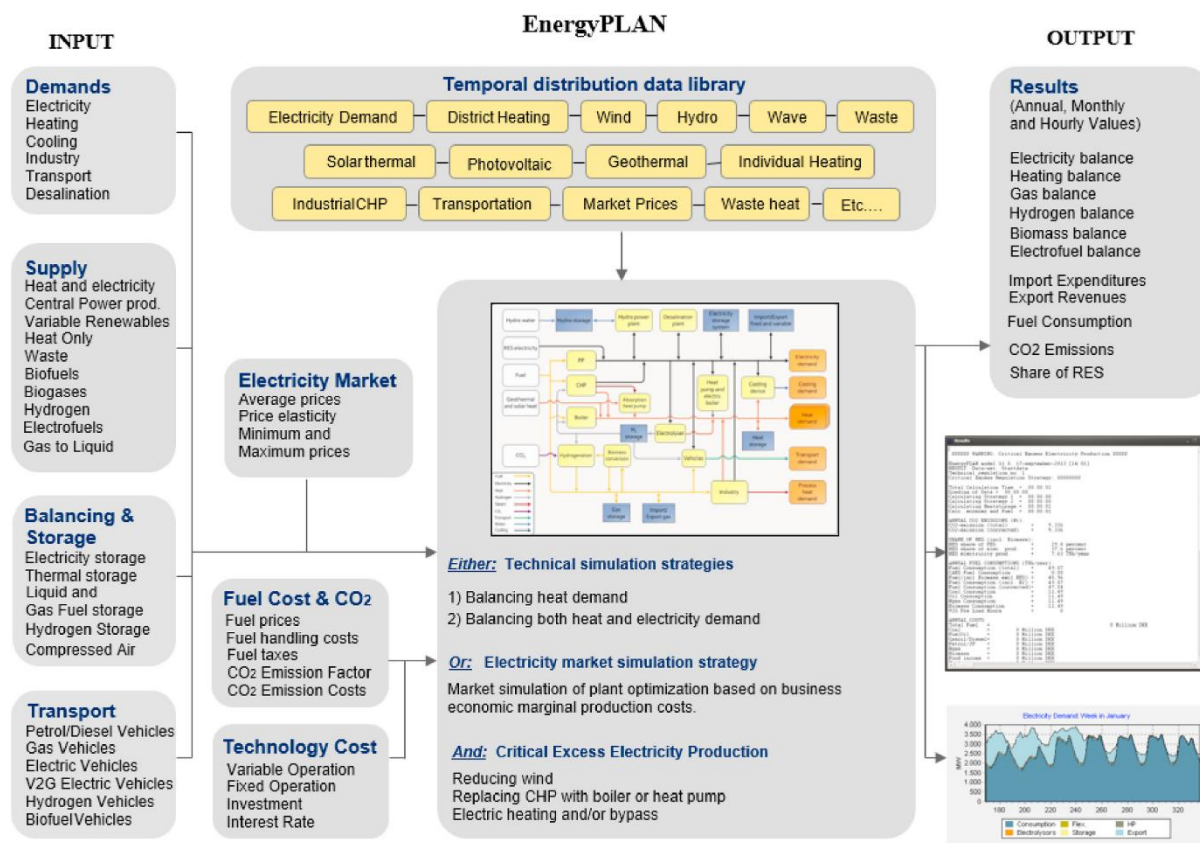


Рис. 1.1. Вхідні та вихідні дані EnergyPLAN [23]

Як показано на рис. 1.2, початкові обчислення виконуються під час введення даних. Наприклад, якщо введено потужність вітру і вибрано файл погодинного розподілу вітру з бібліотеки, то EnergyPLAN одночасно розраховує річне і погодинне виробництво електроенергії.

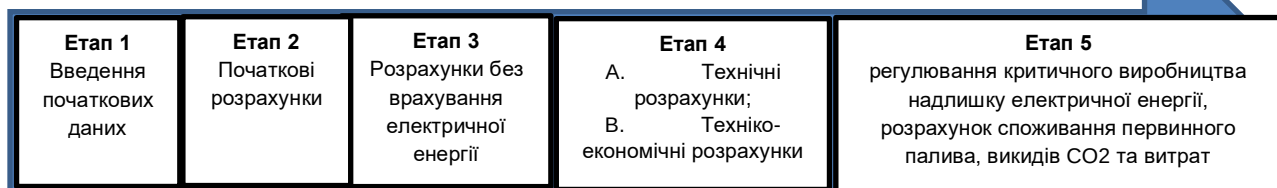


Рис. 1.2. Загальна структура розрахунку енергетичної системи [23]

Після цього (Етап 3 на Рис. 1.2), EnergyPLAN виконує ряд початкових розрахунків, які не пов'язані з балансуванням електроенергії, таких як кількість тепла, що надається промисловістю, погодинний попит на тепло в трьох групах систем централізованого теплозабезпечення та погодинний негнучкий попит на електроенергію.

На основі заданої користувачем стратегії моделювання, EnergyPLAN розділяє розрахунки на:

- технічне моделювання (Етап 4А на рис. 1.2), де визначається рішення з найменшими затратами палива;
- ринково-економічне моделювання (Етап 4Б на Рис. 1.2), де розраховуються наслідки роботи кожного блоку на ринку електроенергії з метою оптимізації економічного прибутку.

Обидві стратегії моделювання в EnergyPLAN завершуються обчисленням соціально-економічних наслідків функціонування системи (загальні витрати на енергосистему та зовнішні викиди двоокису вуглецю). Оскільки весь процес розрахунку займає лише кілька секунд, обидві стратегії моделювання стратегії можна легко виконати і порівняти між собою.

Відповідно до поставлених цілей пакет EnergyPLAN дає можливість користувачеві проводити послідовний і порівняльний аналіз енергетичних

систем, що базуються на відновлюваних джерелах енергії, викопному паливі та ядерній енергії. Пакет розглядає всі сектори, де функціонують енергетичної системи (електроенергетика, теплоенергетика, промисловість, будівлі, газозабезпечення і транспорт) та широкий спектр технологій. Крім того, EnergyPLAN дає можливість реалізувати моделювання без втрати узгодженості для широкого спектру систем, включаючи сучасні системи (які базуються на викопному паливі), а також для систем з радикальними технологічними (наприклад, системи зі 100% ВДЕ).

EnergyPLAN допускає незалежні надбудови та допоміжні інструменти, може виконуватися з інших платформ, таких як Excel або MATLAB, що забезпечує багатокористувацьке виконання.

У порівнянні з іншими моделями, основними перевагами EnergyPLAN є можливість моделювання всієї системи з усіма секторами, агрегування одиниць у репрезентативні одиниці, що обмежує вимоги до даних, можливість швидкого моделювання сценарію, визначеного користувачем, прозорість розробки сценаріїв, часовий крок моделювання в 1 годину та можливість моделювання цілого року з сезонними коливаннями.

Обмеження EnergyPLAN певною мірою відображають його переваги. Зосереджуючись на всій системі в цілому і використовуючи агрегацію, детальний аналіз окремих компонентів системи не проводиться. Аналогічним чином, зовнішнє і прозоре створення системи (і, як наслідок, швидкий час обчислень) відбувається за рахунок більших вимог користувача. Відповідно для ефективного використання EnergyPLAN потрібен певний досвід.

Використання EnergyPLAN залежить від індивідуальних цілей користувача. EnergyPLAN особливо підходить, якщо основною метою є аналіз впливу довгострокових альтернатив, особливо стосовно відновлюваної енергетики, і коли окремі сценарії аналізуються без

внутрішньої оптимізації системи. Інші інструменти часто можна використовувати в поєднанні з EnergyPLAN, якщо існують додаткові цілі, які необхідно досягти для завершення аналізу енергетичної системи.

EnergyPLAN постійно розвивається, щоб завжди відповідати вимогам моделювання енергетичних систем майбутнього. В даний час програма вдосконалюється в частині її здатності визначати відповідне гнучке використання електролізерів, а також здатність належним чином обробляти різні припущення про те, як змінне виробництва електроенергії на базі ВДЕ впливає на її від'ємні ринкові ціни [23].

Контрольні питання:

1. Яке основне визначення поняття «Smart Energy System» (Розумна енергетична система) згідно з підходом наукової школи Ольборзького університету?
2. Який тип моделювання використовує програмний пакет EnergyPLAN?
3. Що таке «критичне надлишкове виробництво електроенергії» (Critical Excess Electricity Production, CEEP) в EnergyPLAN?
4. Яку роль в пакеті EnergyPLAN відводять теплонасосним системам?
5. Поясніть, що передбачає так звана «технічна стратегія моделювання» в пакеті EnergyPLAN?
6. Який сектор, окрім електроенергетики, є критично важливим для накопичення енергії у великих масштабах для систем із 100% використанням ВДЕ?
7. Що передбачає концепція «Power-to-Gas» у складі розумних енергосистем?
8. Чому EnergyPLAN вважається моделлю «детермінованою»?

9. Яка головна відмінність між програмами для аналізу енергетичних ринків та програмами для дослідження енергетичних систем, зокрема такими як EnergyPLAN?

10. Що означає пріоритет «Must-run» для певних типів генерації в моделюванні?

11. Яка основна перевага використання систем централізованого теплопостачання (District Heating) у Smart Energy Systems?

12. Який параметр у EnergyPLAN дозволяє оцінити екологічну ефективність сценарію?

13. Яка роль «V2G» (Vehicle-to-Grid) у моделюванні EnergyPLAN?

14. Яка головна відмінність між концепціями «Smart Grid» та «Smart Energy System»?

15. Чому інтеграція секторів (Sector Coupling) вважається ключовою для переходу до 100% відновлюваної енергетики?

16. Що передбачає «4-те покоління централізованого теплопостачання» (4GDH) у контексті Smart Energy Systems?

Комп'ютерний практикум 1. Модель існуючої енергетичної системи

2.1. Визначення попиту на електроенергію

Завдання. Необхідно налаштувати дані та створити енергетичну систему з попитом на електроенергію 35 ТВт-год/рік. При цьому потрібно використати файл погодинного розподілу «hour-eldemand-eltra2001» (розподіл західного регіону Данії у 2001 році). Проаналізувати отримані результати.

Крок 1: Необхідно відкрити програму EnergyPLAN. З'явиться головна сторінка. У верхній частині вікна відображено: EnergyPLAN завантажуються з «Startdata» (див. рис. 2.1).

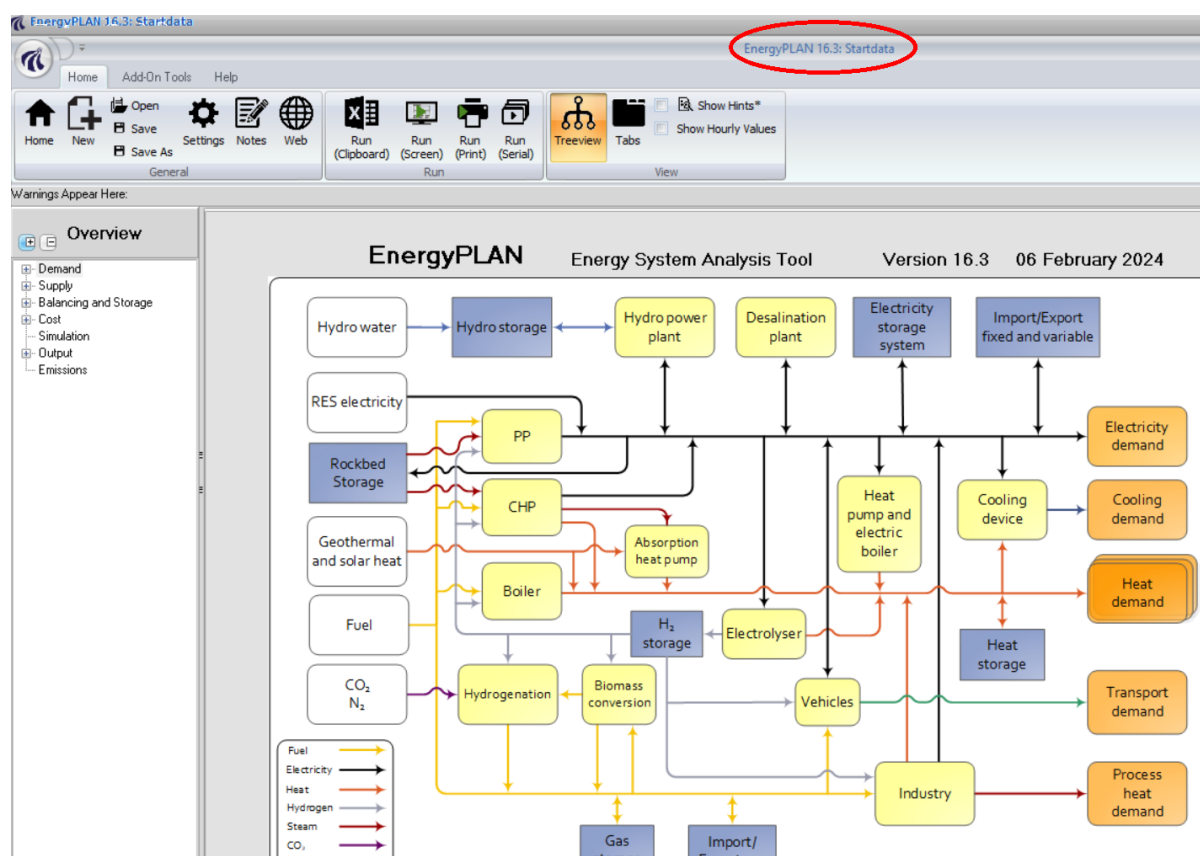


Рис. 2.1. Вигляд головної сторінки програми EnergyPLAN

Крок 2: Обнулить дані, натиснувши «New» у верхній панелі (рис. 2.2).

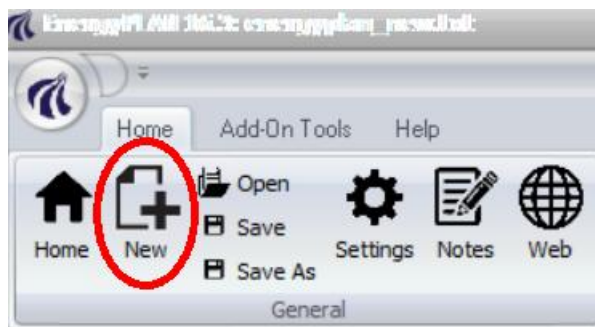


Рис. 2.2. Створення нового документу

Крок 3: Збережіть дані. Для цього натисніть «Зберегти як» у верхньому лівому куті, після чого відкриється вікно збереження файлу. Назвіть файл «Exercise1» і натисніть кнопку «Зберегти» (рис. 2.3).

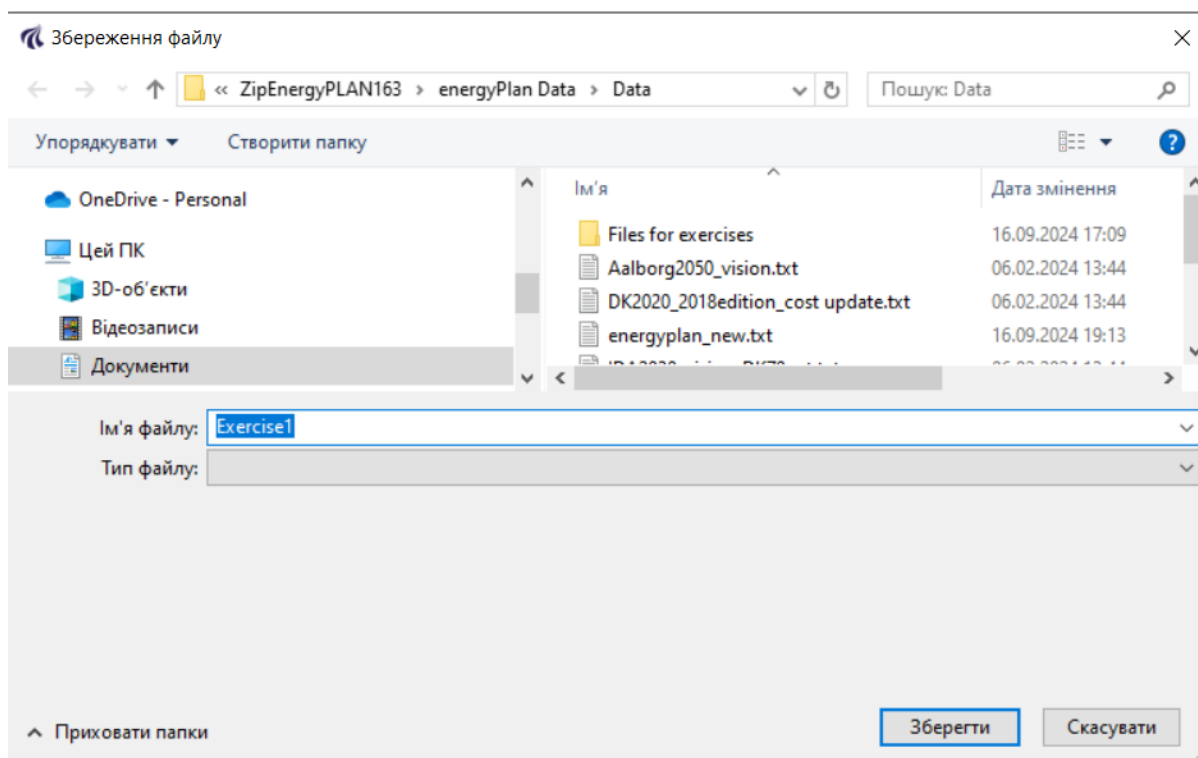


Рис. 2.3. Збереження нового документу

Програма EnergyPLAN завантажена даними файлу «Exercise1» (див. верхню частину вікна на рис. 2.4).

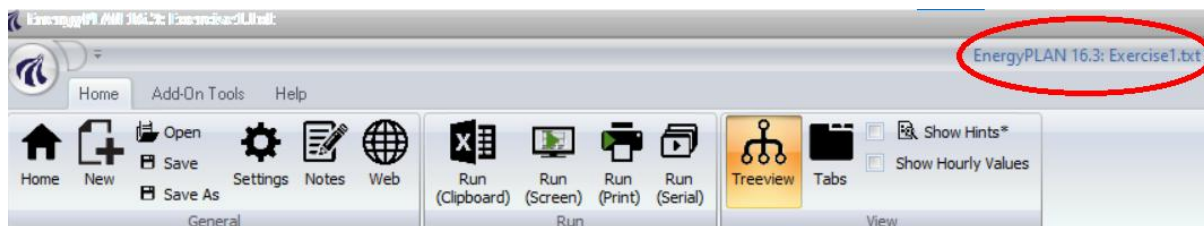


Рис. 2.4. Програма EnergyPLAN завантажена даними файлу «Exercise1»

Крок 4: Внесіть у вхідні дані значення попиту на електроенергію 35 ТВт-год/рік.

Зліва виберіть «Попит» («Demand»), а потім «Електроенергія» («Electricity»), після чого відкриється вікно, де у комірку «Electricity demand» потрібно ввести значення 35 (див. рис. 2.5.).

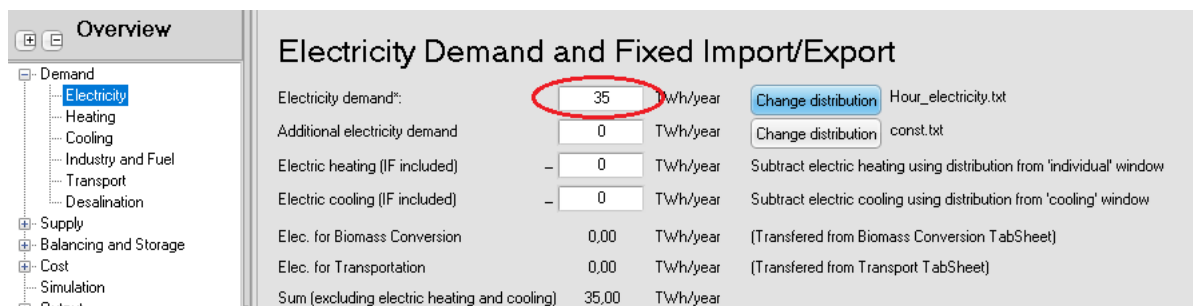


Рис. 2.5. Внесення вхідних даних у програмі EnergyPLAN

Крок 5: Змініть погодинний розподіл попиту на електроенергію. Для цього спочатку переконайтесь, що у вікні вводу «Попит > Електроенергія» («Demand > Electricity») модель завантажується з розподілом «Hour-electricity» (див. рис 2.6).

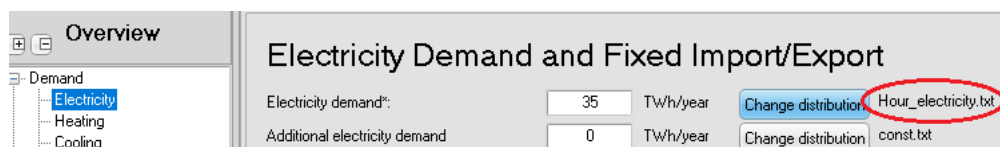


Рис. 2.6. Внесення вхідних даних у програмі EnergyPLAN

Натисніть кнопку «Change distribution», після чого відкриється наступне вікно, у якому необхідно вибрати «DK 2013 Electricity demand» і натиснути кнопку «Відкрити» (див. рис. 2.7).

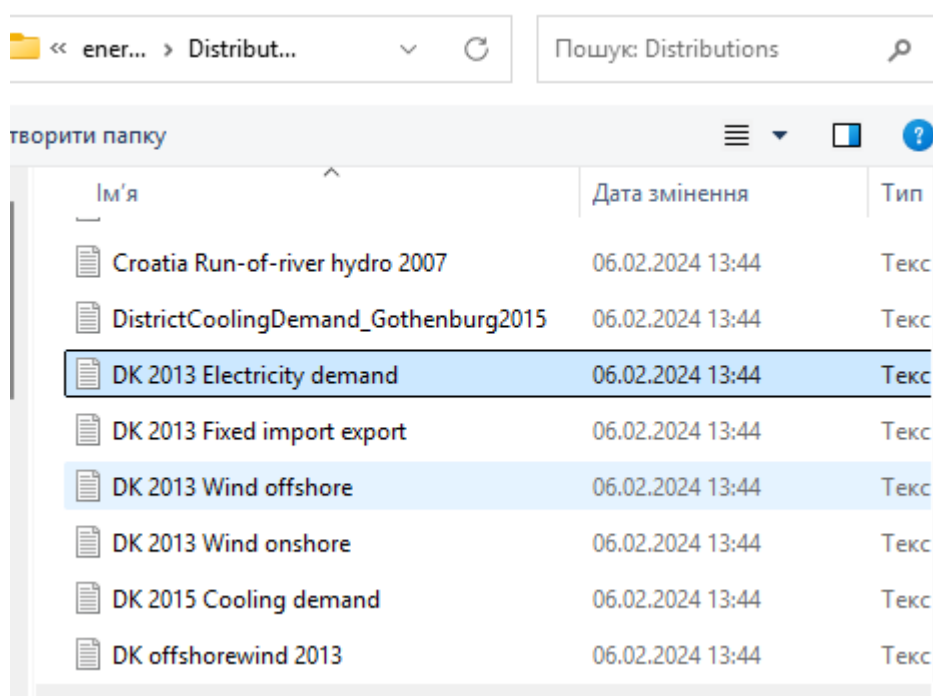


Рис. 2.7. Вибір файлу з графіком розподілу електричного навантаження

Відкрийте вікно «Попит > Електроенергія» («Demand > Electricity»). Тепер модель завантажена даними розподілу «DK 2013 Electricity demand» (див. рис. 2.8).

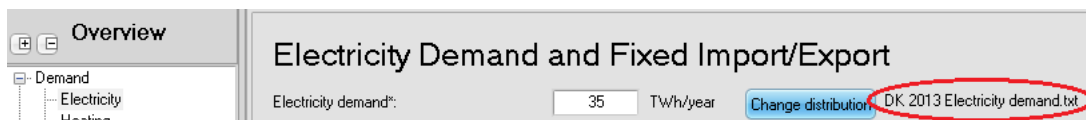


Рис. 2.8. Програма EnergyPLAN завантажена даними вибраного графіка розподілу електричного навантаження

Крок 6: Збережіть дані, натиснувши кнопку “Save” (див. Рис. 2.9).

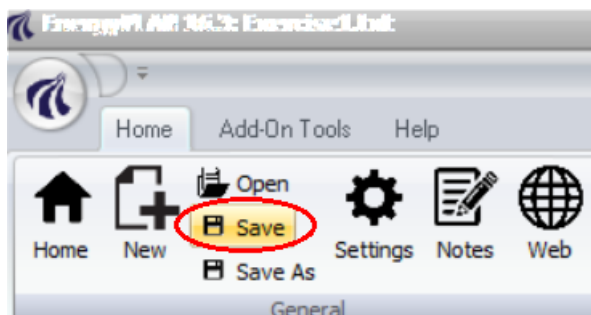


Рис. 2.9. Збереження даних в програмі EnergyPLAN

Крок 7: Розрахуйте і перегляньте результат у буфері обміну (рис. 2.10).

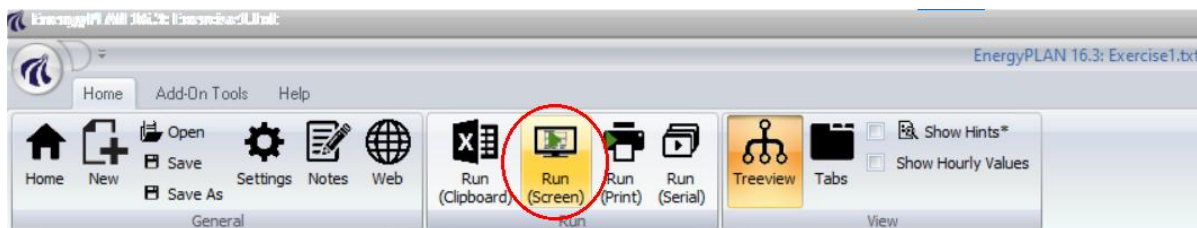


Рис. 2.10. Активізація розрахунку в програмі EnergyPLAN

Натисніть кнопку «Run (Screen)», після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 2.11):

Consumption					
Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW
4649	0	0	0	0	0
4521	0	0	0	0	0
4328	0	0	0	0	0
3905	0	0	0	0	0
3605	0	0	0	0	0
3596	0	0	0	0	0
3426	0	0	0	0	0
3598	0	0	0	0	0
3751	0	0	0	0	0
3964	0	0	0	0	0
4221	0	0	0	0	0
4270	0	0	0	0	0
3985	0	0	0	0	0
6329	0	0	0	0	0
2369	0	0	0	0	0

Рис. 2.11. Фрагмент отриманих результатів розрахунку в програмі
EnergyPLAN

Отже, бачимо, що пікове навантаження попиту на електроенергію становить 6329 МВт.

2.2. Створення моделі енергетичної системи із врахуванням вітрової та теплової електростанцій

Завдання. Використовуючи ті ж дані про розподіл електроенергії, що і у п. 2.1 (попит на електроенергію 35 ТВт-год/рік та «DK 2013 Electricity demand») необхідно ввести наступні електрогенеруючі потужності: вітрова електростанція потужністю 1500 МВт із розподілом виробництва електроенергії «Hour_wind_1», та конденсаційна електростанція потужністю 6000 МВт, що працює на вугіллі.

Крок 1: Сформуйте параметри вітрової станції. Виберіть «Постачання» > «Змінна відновлювана електроенергія» («Supply» > «Variable Renewable Electricity»). Помістіть курсор у першу комірку для введення потужності вітрової електростанції та введіть 1500 (див. рис. 2.12).

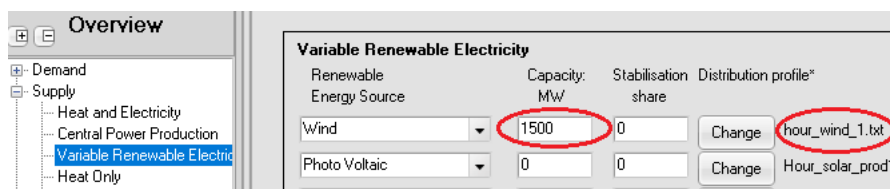


Рис. 2.12. Встановлення в програмі EnergyPLAN значення електричної потужності вітрової електростанції

Крок 2: Змініть файл розподілу вітрової потужності. За замовчуванням встановлено профіль розподілу «Hour_wind_1».

Активуйте кнопку «Change» та змініть файл на «DK 2013 Wind onshore», як показано у п. 2.1, крок 5 (див. рис. 2.13).

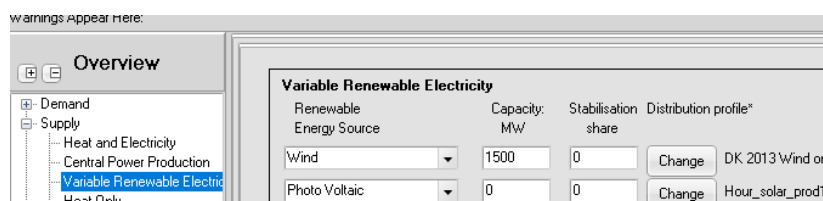


Рис. 2.13. Зміна профілю розподілу вітрової потужності у програмі EnergyPLAN

Крок 3: Введення параметрів конденсаційної електростанції

Виберіть вікно «Supply > Heat and Electricity». Наведіть курсор на комірку «Capacity» і введіть потужність конденсаційної ТЕС 6000. Помістіть курсор у клітинку «Efficiency» та введіть значення ефективності конденсаційної ТЕС 0.45 (рис. 2.14).

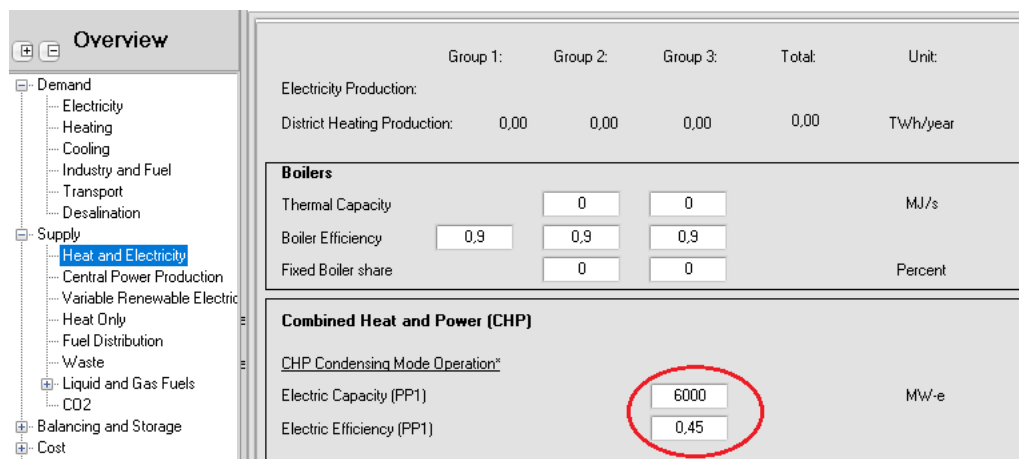


Рис. 2.14. Встановлення в програмі EnergyPLAN параметрів конденсаційної електростанції

Відкрийте вікно «Постачання > Розподіл палива» («Supply > Fuel Distribution»). Помістіть курсор у комірку PP1 і введіть 1 (підійде будь-яке число, яке є відносним щодо значень в інших комірках, див. рис. 2.15).

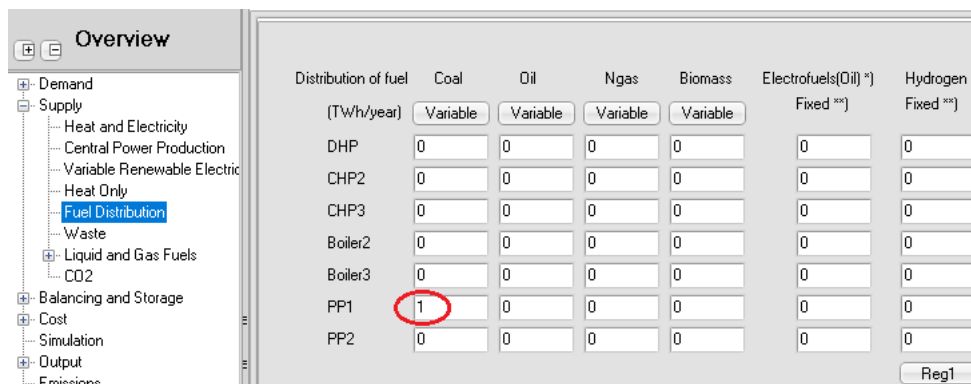


Рис. 2.15. Встановлення параметрів вугільної конденсаційної електростанції

Крок 4: Обчисліть і перегляньте результат. Натисніть кнопку «Run (Print)» і прогляньте результат друку (див. рис. 2.16 та 2.17).

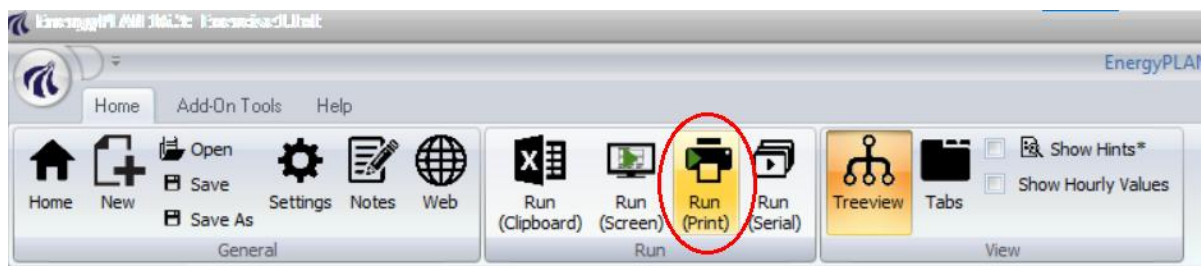


Рис. 2.16. Активізація розрахунку в програмі EnergyPLAN

Маємо такий результати:

Input

Exercise14_14_08_25.txt

The EnergyPLAN model 16.3



Electricity demand (TWh/year): Fixed demand 35.00 Electric heating + HP 0.00 Electric cooling 0.00		Flexible demand 0.00 Fixed imp/exp. 0.00 Transportation 35.00 Total		Group 2: CHP Heat Pump Boiler		Capacities MW-e MJ/s 0 0 0 0 0 0		Efficiencies etc. Ther 0.40 0.50 0.90 0.50		COP 3.00 3.00 0.90		Regulation Strategy: CEEP regulation 00000000 Minimum Stabilisation share 0.00 Stabilisation share of CHP 0.00 Minimum CHP gr 3 load 0 MW Minimum PP 0 MW Heat Pump maximum share 1.00 Maximum import/export 0 MW		Technical regulation no. 1 00000000 0.00 0 MW 0 MW 1.00 0 MW		Fuel Price level: Capacities Storage Efficiencies Elec. Storage MW-e GWh Elec. Ther. Charge 1: 0 0 0.80 Discharge 1: 0 0.90 Charge 2: 0 0 0.80 Discharge 2: 0 0.90 Electrolysers: 0 0 0.80 0.00 Rockbed Storage: 0 0 1.00 CAES fuel ratio: 0.000	
District heating (TWh/year) District heating demand 0.00 Solar Thermal 0.00 Industrial CHP (CSHP) 0.00 Demand after solar and CSHP 0.00		Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00		Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing		0 0 0 0 0 0 0 0 6000 0.45		0.40 0.50 0.50 0.90 0.45		3.00 3.00 0.90 0.45		Dist. Name : Addition factor 0.00 Multiplication factor 2.00 Dependency factor 0.00 Average Market Price 227 Gas Storage 0 GWh Syngas capacity 0 MW Biogas max to grid 0 MW		Hour_nordpool.txt 0.00 DKk/MWh 2.00 0.00 DKk/MWh pr. MW 227 DKk/MWh 0 GWh 0 MW 0 MW		(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0.00 0.00 0.00 0.00 Household 0.00 0.00 0.00 0.00 Industry 0.00 0.00 0.00 0.00 Various 0.00 0.00 0.00 0.00	
Wind 1500 MW Photo Voltaic 0 MW Wave Power 0 MW River Hydro 0 MW Hydro Power 0 MW Geothermal/Nuclear 0 MW		3.27 TWh/year 0.00 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year 0 TWh/year		Grid stabilisation 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00		Heatstorage: gr.2: 0 GWh Fixed Boiler: gr.2: 0.0 Per cent Heatstorage: gr.3: 0 GWh Fixed Boiler: gr.3: 0.0 Per cent		Electricity prod. from: Gr.1: 0.00 Gr.2: 0.00 Gr.3: 0.00		CSHP Waste (TWh/year) 0.00 0.00 0.00							

Output

WARNING!!: (3) PP/Import problem

District Heating														Electricity														Exchange																			
Production														Consumption														Production														Balance				Payment	
Distr. heating	Solar	Waste+CSHP	DHP	CHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Bal-ance	Elec.	Flex.&Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro thermal	Geo-thermal	Waste+CSHP	CHP	PP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	ECP	Imp	Exp																
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Million DKK																
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4649	0	0	0	0	0	0	397	0	0	0	0	4250	100	2	0	0	0	0	1	0																
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4521	0	0	0	0	0	0	256	0	0	0	4255	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4328	0	0	0	0	0	0	469	0	0	0	3635	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3905	0	0	0	0	0	0	402	0	0	0	3503	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3605	0	0	0	0	0	0	276	0	0	0	3330	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3596	0	0	0	0	0	0	339	0	0	0	3257	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3426	0	0	0	0	0	0	206	0	0	0	3220	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3598	0	0	0	0	0	0	292	0	0	0	3305	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3751	0	0	0	0	0	0	257	0	0	0	3494	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3964	0	0	0	0	0	0	446	0	0	0	3518	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4221	0	0	0	0	0	0	412	0	0	0	3699	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4270	0	0	0	0	0	0	685	0	0	0	3585	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3985	0	0	0	0	0	0	373	0	0	0	3612	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6329	0	0	0	0	0	0	1500	0	0	0	6000	100	286	0	0	0	0	0	0	0																
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2369	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1713	100	0	0	0	0	0	0	0	0																
0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00											35.00 0.00											0.00 0.00																									
FUEL BALANCE (TWh/year): DHP CHP2 CHP3 Boiler2 Boiler3 PP Geo/Nu. Hydro											Waste/ HTL CAES BioCon- Electro- version Fuel Wind PV and Wind off CSP Wave Hydro Solar.Th. Transp. househ. Various											Industry		Imp/Exp Corrected Imp/Exp Net		CO2 emission (Mt): Total Net																					
Coal - - - - 70.50 -																																															

Рис. 2.17. Перегляд результатів розрахунку в програмі EnergyPLAN

Отже,

Виробництво вітрової електроенергії = 3,27 ТВт-год/рік.

Виробництво електроенергії конденсаційною ТЕС= 31,73 ТВт-год/рік.

Споживання вугілля = 70,50 ТВт-год/рік.

Викиди CO₂ = 24,1 Мт.

2.3. Створення моделі енергетичної системи із урахуванням централізованого та індивідуального теплозабезпечення

Завдання. Для існуючої системи із введеними вище параметрами додати централізоване теплопостачання з річним попитом 30 ТВт-год

теплової енергії (з графіком споживання теплоти «hour_distr_heat») для мазутних котелень та опалення індивідуальних будинків з потребами на паливо у кількості 21,01 ТВт-год з наступним розподілом: 0,01 вугілля, 6,0 нафта, 8,0 природний газ та 7,0 біомаси.

Дані щодо існуючої системи (п. 2.2):

- попит на електроенергію 35 ТВт-год/рік та «DK 2013 electricity demand»;
- встановлена потужність конденсаційної вугільної електростанції 6000 МВт;
- встановлена потужність вітрової електростанції з використанням даних файлу «DK 2013 Wind onshore» 1500 МВт.

Крок 1: Розрахунок параметрів індивідуального опалення будинків

Відкрийте вікно «Потреби > Опалення» («Demand > Heating»). Введіть значення потреб у паливі у відповідні вікна для вугільних, мазутних, газових котлів й котлів на біомасі (рис. 2.18).

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- + Supply
- + Balancing and Storage
- + Cost
- Simulation
- + Output
- Emissions

Total Heat Demand* : 17,91 Demand

Individual Heating:

TWh/year	Fuel Input	Efficiency Thermal	Heat Demand
Distribution: Heat Hour_distr-h			
Coal boiler :	0,01	0,8	0,01
Oil boiler :	6	0,85	5,10
Ngas boiler :	8	0,9	7,20
Biomass boiler :	7	0,8	5,60
H2 micro CHP :		0,5	0
Ngas micro CHP :		0,5	0
Biomass micro CHP :		0,5	0
Heat Pump :			0
Electric heating :			0
Total Individual:			17,91

Рис. 2.18. Внесення даних для індивідуального опалення

Для заданих значеннях ефективності котлів річна потреба індивідуальних будинків в теплі становить 17,91 ТВт-год.

Крок 2: Розрахунок параметрів централізованого теплопостачання. Прокрутіть вниз у вікні «Потреби > Опалення» («Demand > Heating»). Помістіть курсор у клітинку вводу параметра для централізованого теплопостачання групи I і введіть 30. Переконайтеся, що розподіл вже має тип «hour-distr-heat» (див. рис. 2.19).

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating**
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Biomass boiler :	7	0,8	5,60		0	1	0
H2 micro CHP :	0,5	0	0,3	1	0,00	0	1
Ngas micro CHP :	0,5	0	0,3	1	0,00	0	1
Biomass micro CHP :	0,5	0	0,3	1	0,00	0	1
Heat Pump :		0	3	1	0,00	0	1
Electric heating :		0		1	0,00	0	1
Total Individual:			17,91		0,00		

District Heating:

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Distribution:
Production:	30	0	0	30,00	Change Hour_dist-heat.txt
Network Losses:	0,2	0,15	0,1		
Heat Demand:	24,00	0,00	0,00	24,00	

Рис. 2.19. Внесення даних для централізованого теплопостачання

Виберіть вікно «Постачання > Розподіл палива» («Supply > Fuel Distribution»). Помістіть курсор у комірку вводу DHP на мазуті і введіть 1 (підійде будь-яке число, яке відносим щодо значень в інших комірках, див. рис. 2.20).

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution**
 - Waste
- Liquid and Gas Fuels

	Coal	Oil
Distribution of fuel (TWh/year)	Variable	Variable
DHP	0	1
CHP2	0	0
CHP3	0	0
Boiler2	0	0
Boiler3	0	0
PP1	1	0
PP2	0	0

Рис. 2.20. Встановлення параметрів централізованого теплопостачання на мазуті

Крок 3: Обчисліть і перегляньте результат у буфері обміну (рис. 2.21).

Попит на централізоване теплопостачання в пікові години становить 6074 МВт.

Постачання первинної енергії = 128,12 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ = 36,23 Мт.

District Heating										
	Demand	Production								Balance
		Solar	Waste+	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	
	Distr. heating MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
January	5783	0	0	5783	0	0	0	0	0	0
February	5467	0	0	5467	0	0	0	0	0	0
March	4710	0	0	4710	0	0	0	0	0	0
April	3519	0	0	3519	0	0	0	0	0	0
May	2306	0	0	2306	0	0	0	0	0	0
June	1686	0	0	1686	0	0	0	0	0	0
July	1369	0	0	1369	0	0	0	0	0	0
August	1419	0	0	1419	0	0	0	0	0	0
September	1999	0	0	1999	0	0	0	0	0	0
October	3107	0	0	3107	0	0	0	0	0	0
November	4385	0	0	4385	0	0	0	0	0	0
December	5299	0	0	5299	0	0	0	0	0	0
Average	3415	0	0	3415	0	0	0	0	0	0
Maximum	6074	0	0	6074	0	0	0	0	0	0
Minimum	1230	0	0	1230	0	0	0	0	0	0
TWh/year	30,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

FUEL BALANCE (TWh/year):														Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off					Industry					Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt)	
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu	Hydro	HTL	Etc./y	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net		
Coal	-	-	-	-	-	70,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01	-	70,51	0,00	70,51	24,11	24,12		
Oil	33,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,00	-	39,33	0,00	39,33	10,48	10,48		
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,00	-	8,00	0,00	8,00	1,63	1,63		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,00	-	7,00	0,00	7,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,27	-	-	-	-	-	-	-	-	3,27	0,00	3,27	0,00	0,00	
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Total	33,33	-	-	-	-	70,50	-	-	-	-	-	-	3,27	-	-	-	-	-	21,01	-	128,12	0,00	128,12	36,23	36,23		

Рис. 2.21. Перегляд результатів розрахунку

2.4. Створення моделі енергетичної системи із урахуванням виробництва теплової та електричної енергії в промисловому секторі

Завдання. Додати до існуючої системи 53 ТВт-год потреб на паливо для промисловості за наступним розподілом: 3,0 вугілля, 27,0 нафта, 18,0 природний газ та 5,0 біомаса (включаючи паливо для централізованого теплопостачання та виробництва електроенергії). Врахувати виробництво

централізованого теплопостачання 1,7 ТВт-год та електроенергії 2,4 ТВт-год у промисловості. Використати файл розподілу годин розподілу «const».

Дані щодо існуючої системи (п. 2.3):

- попит на електроенергію 35 ТВт-год/рік та «DK 2013 electricity demand»;
- встановлена потужність конденсаційної вугільної електростанції 6000 МВт;
- встановлена потужність вітрової електростанції з використанням даних файлу «DK 2013 Wind onshore» 1500 МВт;
- річний попит на централізоване теплопостачання 30 ТВт-год (розподіл «hour_distr_heat»);
- потреби на паливо для індивідуального обігріву будинків у кількості 21,01 ТВт-год з наступним розподілом: 0,01 вугілля, 6,0 нафта, 8,0 природний газ та 7,0 біомаси.

Врахувати 53 ТВт-год потреб на паливо для промисловості за наступним розподілом: 3,0 вугілля, 27,0 нафта, 18,0 природний газ та 5,0 біомаса (включаючи паливо для централізованого теплопостачання та виробництва електроенергії). Врахувати виробництво централізованого теплопостачання 1,7 ТВт-год та електроенергії 2,4 ТВт-год у промисловості. Використати файл розподілу годин розподілу «const».

Крок 1: Визначення попиту на паливо та обсяги виробництва теплової та електричної енергії в промисловому секторі.

Виберіть «Потреби» > «Промисловість та Паливо» («Demand» > «Industry and Fuel»), після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 2.22):

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel**
 - Transport
 - Desalination
- Supply
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Industry and Other Fuel Consumption

TWh/year	Industry	Various*	Fuel Losses*	Distribution
Coal	3	0	0	Change const.txt
Oil	27	0	0	
Ngas	18	0	0	
Biomass	5	0	0	
Hydrogen	0			Change const.txt

```

graph LR
    Fuel[Fuel] --> Industry[Industry]
    Industry --> Process[Process heat demand]
  
```

Рис. 2.22. Введення потреб на паливо для промисловості

Введіть у відповідні комірки потреби в паливі для промисловості: вугілля, нафти, природного газу та біомаси і введіть потребу в паливі (рис. 2.22).

Виберіть «Постачання» > «Теплота та електроенергія», («Supply» > «Heat and Electricity»), після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 2.23):

Overview

- Demand
- Supply**
 - Heat and Electricity**
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

CHP Back Pressure Mode Operation*

Electric Capacity	0	0	MW-e
Thermal Capacity	Auto	0	MJ/s
Electric Efficiency	0,4	0,4	
Thermal Efficiency	0,5	0,5	

CHP plants are m... so the Max CHP3

Industrial CHP

CHP Electricity	2,4	0	0	2,40	TWh/year
CHP Heat Produced	1,7	0	0	1,70	TWh/year
CHP Heat Demand	0	0	0	0,00	TWh/year
CHP Heat Delivered*	1,70	0,00	0,00	1,70	TWh/year

Distribution const.txt

Рис. 2.23. Введення даних з виробництва електроенергії та тепла в промисловому секторі

Помістіть курсор у комірки для вводу даних з виробництва електроенергії та тепла і введіть 2,4 та 1,7. Змініть файл розподілу годин - «Hour_cshpel» на «const».

Крок 2: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну).

Постачання первинної енергії = 173,90 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ = 45,79 Мт.

Крок 3: Зміна параметрів централізованого теплопостачання та виробництва електроенергії.

Повторіть кроки 1 та 2. Помістіть курсор у комірки для вводу даних з виробництва тепла і електроенергії і введіть 0.

Постачання первинної енергії = 181,12 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ = 48,12 Мт.

2.5. Створення моделі енергетичної системи із урахуванням транспорту

Завдання. Додати до існуючої системи попит на паливо для транспорту: 13,0 ТВт-год авіаційного бензину, 26,0 ТВт-год дизельного палива та 29,0 ТВт-год бензину.

Дані існуючої системи (п. 2.4):

- попит на електроенергію 35 ТВт-год/рік та «DK 2013 electricity demand»;
- встановлена потужність конденсаційної вугільної електростанції 6000 МВт;
- встановлена потужність вітрової електростанції з використанням даних файлу «DK 2013 Wind onshore» 1500 МВт;

- річний попит на централізоване тепlopостачання 30 ТВт-год (розподіл «hour_distr_heat»);
- потреби на паливо для індивідуального обігріву будинків у кількості 21,01 ТВт-год з наступним розподілом: 0,01 вугілля, 6,0 нафта, 8,0 природний газ та 7,0 біомаси;
- потреби на паливо для промисловості 53,0 ТВт-год за наступним розподілом: 3,0 вугілля, 27,0 нафта, 18,0 природний газ та 5,0 біомаса (включаючи паливо для централізованого тепlopостачання та виробництва електроенергії);
- виробництво централізованого тепlopостачання 1,7 ТВт-год та електроенергії 2,4 ТВт-год у промисловості. Файл розподілу «const».

Крок 1: Визначення попиту на паливо для транспорту.

Виберіть «Потреба» > «Транспорт», («Demand» > «Transport»), після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 2.24):

TWh/year	Fossil
JP (Jet Fuel)	13
Diesel / DME	26
Petrol / Methanol	29
Ngas* (Grid Gas)	18
LPG	0

Рис. 2.24. Введення даних з попиту на паливо для транспорту

Помістіть курсор у комірки введення JP, Diesel та Petrol і введіть задані потреби в паливі (рис. 2.24).

Крок 2: Розрахуйте річний попит на перевезення в км.

Для цього активуйте кнопку «Help to design inputs», і вікно набуде такого вигляду (рис. 2.25):

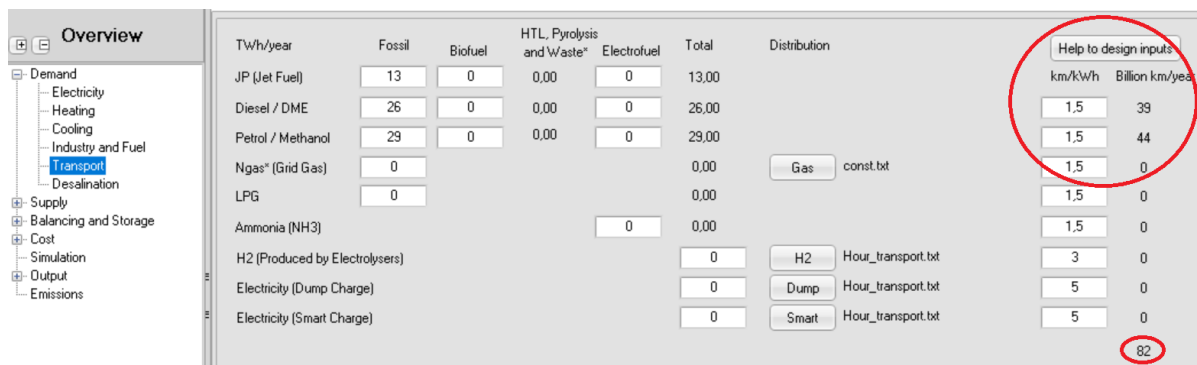


Рис. 2.25. Визначення параметрів у транспортному секторі

Середня ефективність вже становить 1,5 км/кВт-год. Попит транспорту в км/рік на дизельне паливо та бензин становить 82 млрд. км/рік.

Крок 3: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну). Постачання первинної енергії = 241,90 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ = 63,91 Мт.

НЕ ЗАБУДЬТЕ зберегти exercise1. Вона знадобиться під час виконання завдань у наступному розділі.

Завдання

Показник	Номер Варіанта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Попит на електроенергію, ТВт-год/рік	60	58	56	54	52	50	48	46	44	42
Потужність вітрової електростанції, МВт	1700	1650	1600	1550	1500	1450	1400	1350	1300	1250
Потужність конденсаційної електростанції, МВт	6000	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500
Річний попит на централізоване теплопостачання, ТВт-год	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Потреби на паливо для індивідуального обігріву будинків, ТВт-год з наступним розподілом:	21,010	20,815	20,620	20,425	20,230	20,035	19,840	19,645	19,450	19,255
- вугілля	0,010	0,015	0,020	0,025	0,030	0,035	0,040	0,045	0,050	0,055
- нафта	6,00	5,50	5,00	4,50	4,00	3,50	3,00	2,50	2,00	1,50
- природний газ	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50
- біомаса	7,00	6,80	6,60	6,40	6,20	6,00	5,80	5,60	5,40	5,20
Потреби на паливо для промисловості за наступним розподілом, ТВт-год:	53,0	53,2	53,4	53,6	53,8	54,0	54,2	54,4	54,6	54,8
- вугілля	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2
- нафта	27,0	26,7	26,4	26,1	25,8	25,5	25,2	24,9	24,6	24,3
- природний газ	18,0	18,5	19,0	19,5	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5
- біомаса (включаючи паливо для централізованого тепlopостачання та виробництва електроенергії)	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8
Виробництво промисловістю тепла для централізованого тепlopостачання, ТВт-год	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Виробництво промисловістю електроенергії, ТВт-год	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
Попит на паливо для транспорту, ТВт-год:	68,0	68,4	68,8	69,2	69,6	70,0	70,4	70,8	71,2	71,6
- авіаційного бензину	13,0	12,8	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,4	11,2
- дизельного палива	26,0	26,5	27,0	27,5	28,0	28,5	29,0	29,5	30,0	30,5
- бензину	29,0	29,1	29,2	29,3	29,4	29,5	29,6	29,7	29,8	29,9

Контрольні запитання:

1. Яким є річний попит на тепло для індивідуальних будинків в умовах задачі 2.3?
2. Який попит на централізоване теплопостачання в години пік в умовах задачі 2.3?
3. Яким є річне постачання первинної енергії до системи і річний обсяг викидів CO₂ в умовах задачі 2.3?
4. Яке річне постачання первинної енергії в системі і річний обсяг викидів CO₂ в умовах задачі 2.4?
5. Яким є річне первинне енергопостачання системи та викиди CO₂ за відсутності централізованого теплопостачання або виробництва електроенергії в промисловості в умовах задачі 2.4?
6. Приймаючи середню ефективність автомобіля 1,5 км/кВт-год, який транспортний попит в км/рік на дизельне паливо та бензин в умовах задачі 2.5?
7. Якими є річне постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі в умовах задачі 2.5?

Комп'ютерний практикум 2. Модель енергетичної системи у урахуванням впровадження рішень з підвищення енергетичної ефективності

Характеристики системи, що створена в рамках комп'ютерного практикуму 1:

- попит на електроенергію 35 ТВт-год/рік та «DK 2013 electricity demand»;
- встановлена потужність конденсаційної вугільної електростанції 6000 МВт;
- встановлена потужність вітрової електростанції з використанням даних файлу «DK 2013 Wind onshore» 1500 МВт;
- річний попит на централізоване теплопостачання 30 ТВт-год (розподіл «hour_distr_heat»);
- потреби на паливо для індивідуального обігріву будинків у кількості 21,01 ТВт-год з наступним розподілом: 0,01 вугілля, 6,0 нафта, 8,0 природний газ та 7,0 біомаси;
- потреби на паливо для промисловості 53,0 ТВт-год за наступним розподілом: 3,0 вугілля, 27,0 нафта, 18,0 природний газ та 5,0 біомаса (включаючи паливо для централізованого теплопостачання та виробництва електроенергії);
- виробництво централізованого теплопостачання 1,7 ТВт-год та електроенергії 2,4 ТВт-год у промисловості. Файл розподілу «const»;
- попит на паливо для транспорту: 13,0 ТВт-год авіаційного бензину, 26,0 ТВт-год дизельного палива та 29,0 ТВт-год бензину;
- первинне енергопостачання системи становить 241,90 ТВт-год/рік, а викиди CO₂ - 63,91 Мт.

3.1. Впровадження енергозберігаючих рішень в системах теплозабезпечення будинків

Завдання. Попит на централізоване теплозабезпечення 30 ТВт-год/рік складається з 25% втрат в мережах, 20% гарячого водопостачання та 55% опалення приміщень. Потреби з теплозабезпечення індивідуальних будинків становлять 17,91 ТВт-год/рік, з яких 30% припадає на гаряче водопостачання та 70% - на обігрів приміщень. Необхідно впровадити енергозберігаючі рішення, які забезпечують 50% скорочення потреб в опаленні будинків. Врахувати, що впровадження таких енергозберігаючих заходів змінює криві тривалості. Відповідно, існуючі криві розподілу за годинами мають бути замінені на «VpDkFjv50.txt» та «Hour_indv-heat50procent.txt».

Отже, річні потреби на централізоване опалення приміщень зменшуються на 50%. Тобто 55% централізованого теплозабезпечення, яке використовується для опалення приміщень (а це 16,5 ТВт-год/рік), буде скорочене до 8,25 ТВт-год/рік. В результаті, річні потреби на централізоване теплозабезпечення будуть рівні $8,25 + 7,50 + 6,00 = 21,75$ ТВт-год/рік.

Річні потреби на опалення індивідуальних будинків також зменшуються на 50%. Тобто 70% теплозабезпечення індивідуальних будинків, яке використовується для опалення приміщень (а це 14,71 ТВт-год/рік), буде скорочене до 7,35 ТВт-год/рік. В результаті, річні потреби на теплозабезпечення індивідуальних будинків будуть рівні $7,35 + 6,30 = 13,66$ ТВт-год/рік.

Крок 1: Відкрийте програму EnergyPLAN.

Крок 2: Завантажте дані «Exercise1» (рис. 3.1).

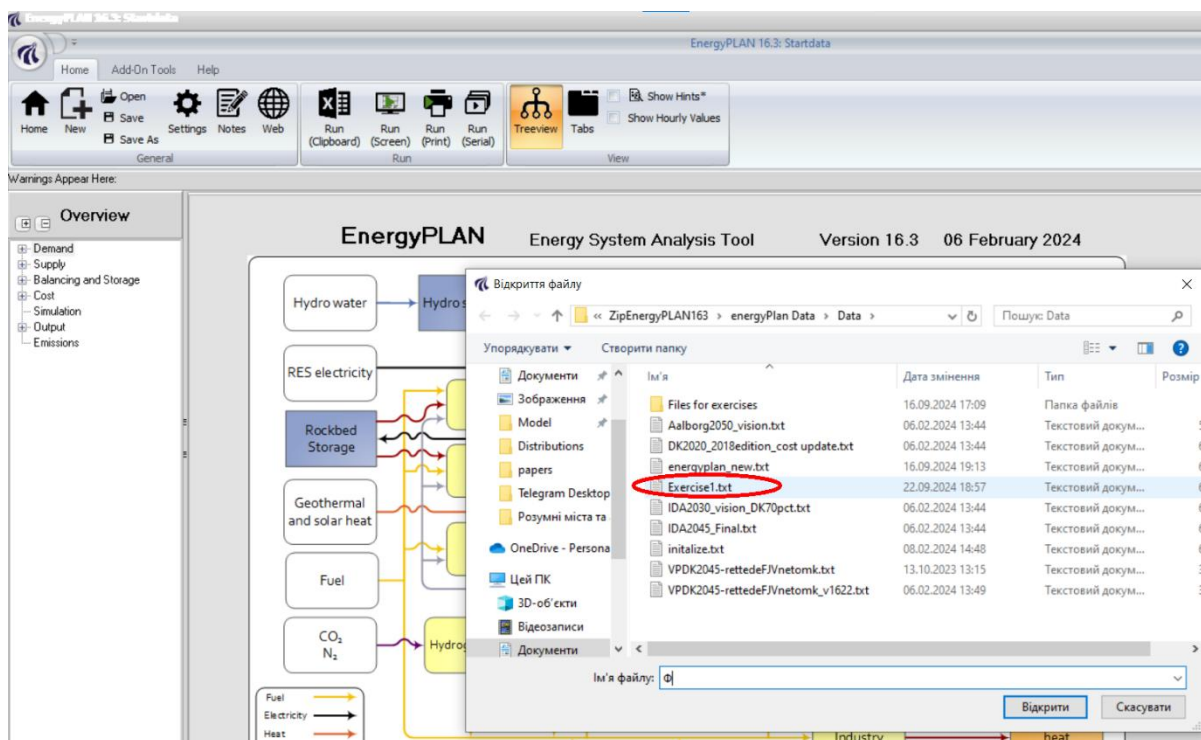


Рис. 3.1. Відкриття файлу «Exercise1», що містить дані розрахунку комп'ютерного практикуму 1

Крок 3: Збережіть дані як дані Вправи 2 (рис. 3.2).

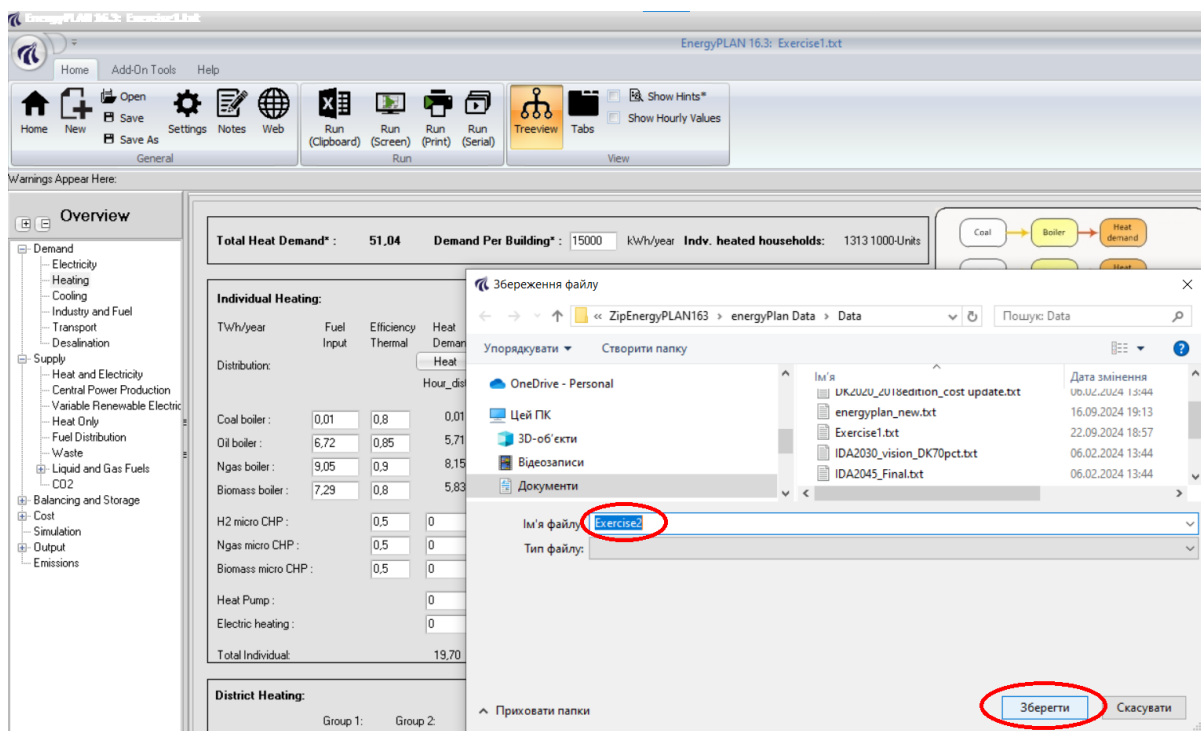


Рис. 3.2. Збереження файлу «Exercise2», який буде містити дані розрахунку комп'ютерного практикуму 2

Крок 4: Проаналізуйте попит на централізоване теплозабезпечення в години пік до впровадження заходів з енергозбереження (див. рис. 3.3). Для цього натисніть на кнопку “Run”

	District Heating								
	Demand Distr. heating MW	Production							
		Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW
January	5783	0	194	5590	0	0	0	0	0
February	5467	0	194	5273	0	0	0	0	0
March	4710	0	194	4516	0	0	0	0	0
April	3519	0	194	3325	0	0	0	0	0
May	2306	0	194	2113	0	0	0	0	0
June	1686	0	194	1493	0	0	0	0	0
July	1369	0	194	1175	0	0	0	0	0
August	1419	0	194	1225	0	0	0	0	0
September	1999	0	194	1805	0	0	0	0	0
October	3107	0	194	2914	0	0	0	0	0
November	4385	0	194	4191	0	0	0	0	0
December	5299	0	194	5106	0	0	0	0	0
Average	3415	0	194	3222	0	0	0	0	0
Maximum	6074	0	194	5880	0	0	0	0	0
Minimum	1230	0	194	1037	0	0	0	0	0
TWh/year	30,00	0,00	1,70	28,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Рис. 3.3. Перегляд результатів розрахунку

Отримано результат: 6074 МВт

Крок 5: Змініть попит на централізоване опалення та його погодинний розподіл.

Відкрийте вікно «Потреби > Теплозабезпечення» («Demand > Heating») (див. рис. 3.4.):

Overview

Demand

- Electricity
- Heating**
- Cooling
- Industry and Fuel
- Transport
- Desalination

Supply

- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Biomass micro CHP : 0,5 0 0,3 1 0,00 0 1 0 0,00 0,00

Heat Pump : 0 3 1 0,00 0 1 0 0,00 0,00

Electric heating : 0 1 0,00 0 1 0 0,00 0,00

Total Individual: 17,91 0,00 0,00 21,01

District Heating:

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Distribution:
Production:	30	0	0	30,00	Change Hour_dist-heat.txt
Network Losses:	0,2	0,15	0,1		
Heat Demand:	24,00	0,00	0,00	24,00	

Рис. 3.4. Зміна попиту на централізоване теплозабезпечення

Помістіть курсор у клітинку попит на централізоване теплозабезпечення та введіть 21,75 (рис. 3.5).

Category	Group 1	Group 2	Group 3	Total
Biomass micro CHP :	0,5	0	0,3	1
Heat Pump :	0	3	1	0,00
Electric heating :	0	1	0	0,00
Total Individual:	17,91	0,00	0,00	21,01

Category	Group 1	Group 2	Group 3	Total
Production:	21,75	0	0	21,75
Network Losses:	0,345	0,15	0,1	
Heat Demand:	14,25	0,00	0,00	14,25

Рис. 3.5. Введення параметрів централізованого теплозабезпечення

Зверніть увагу на вікно «Demand > Heating input». Модель завантажується з даними розподілу «Hour-distr-heat.txt».

Необхідно змінити розподіл на “VpDkFjv50” (рис. 3.6).

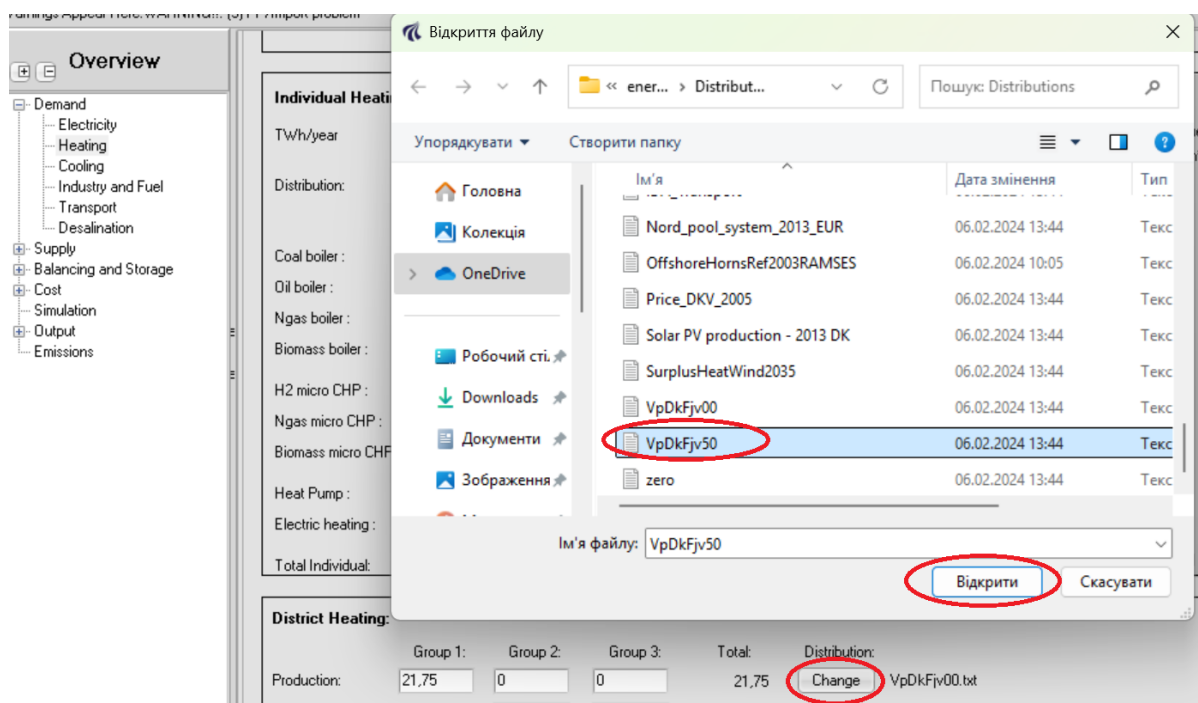


Рис. 3.6. Завантаження нового погодинного розподілу потреб в централізованому теплозабезпеченні

Подивіться на вікно «Demand > Heating input»: Модель завантажено з даними розподілу «VpDkFjv50» (рис. 3.7).

Overview

Demand

- Electricity
- Heating**
- Cooling
- Industry and Fuel
- Transport
- Desalination

Supply

- Balancing and Storage
- Cost
- Simulation
- Output
- Emissions

Biomass micro CHP :	0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Heat Pump :	0	3	1	0,00	0	1	0	0,00		
Electric heating :	0		1	0,00	0	1	0	0,00		
Total Individual:		17,91		0,00				0,00		21,01

District Heating:

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Distribution:
Production:	21,75	0	0	21,75	Change VpDkFjv50.txt
Network Losses:	0,345	0,15	0,1		
Heat Demand:	14,25	0,00	0,00	14,25	

Рис. 3.7. Новий погодинний розподіл «VpDkFjv50» потреб в централізованому теплозабезпеченні завантажено

Крок 6: Проаналізуйте попит на централізоване теплозабезпечення в години пік після впровадження енергозберігаючих заходів. Для цього натисніть на кнопку “Run” (рис. 3.8).

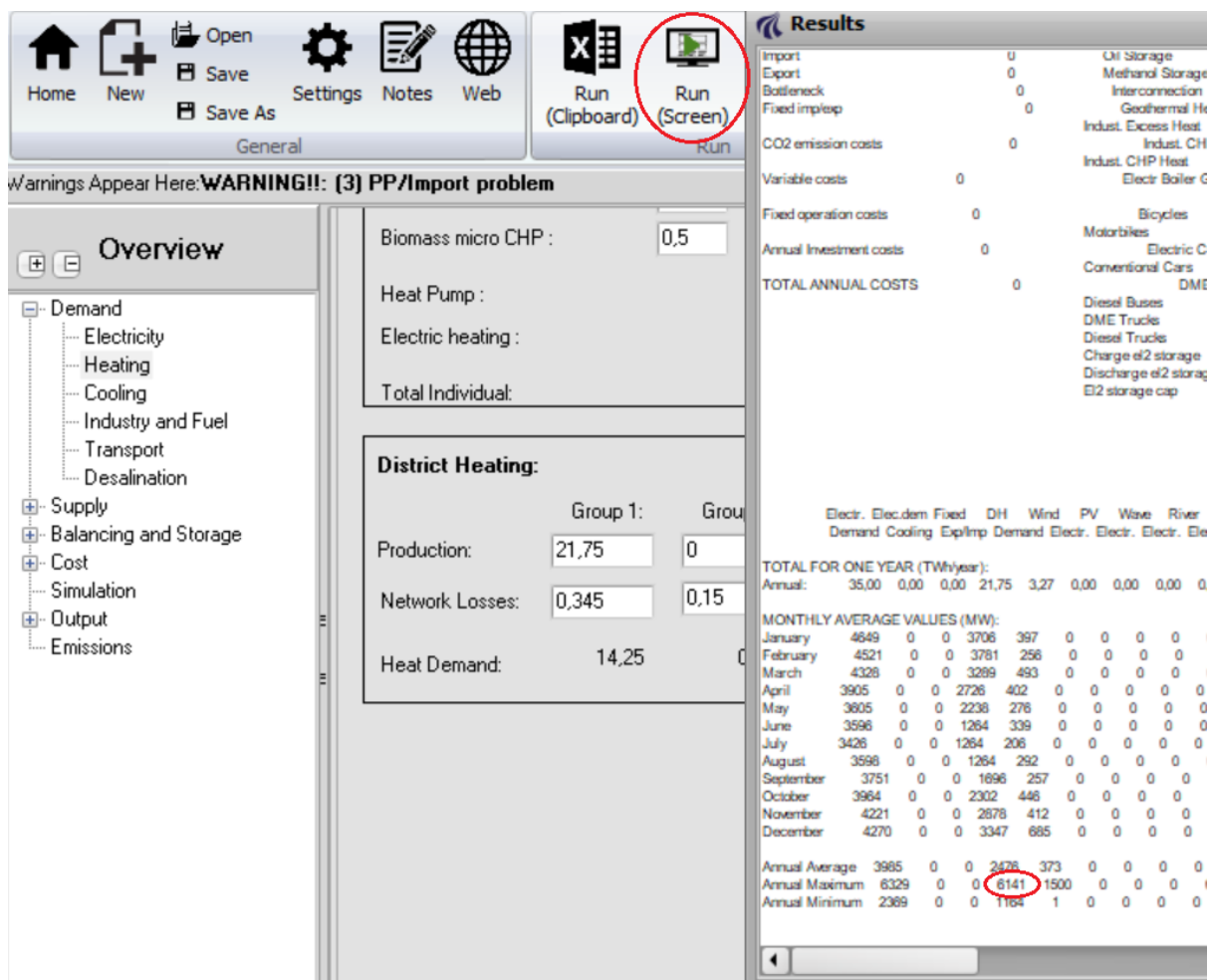


Рис. 3.8. Отримання результатів розрахунку

Отримано результат: 6141 МВт.

Крок 7: Змініть попит на індивідуальне теплозабезпечення та його погодинний розподіл.

Відкрийте вікно «Demand > Heating» (див. рис. 3.9):

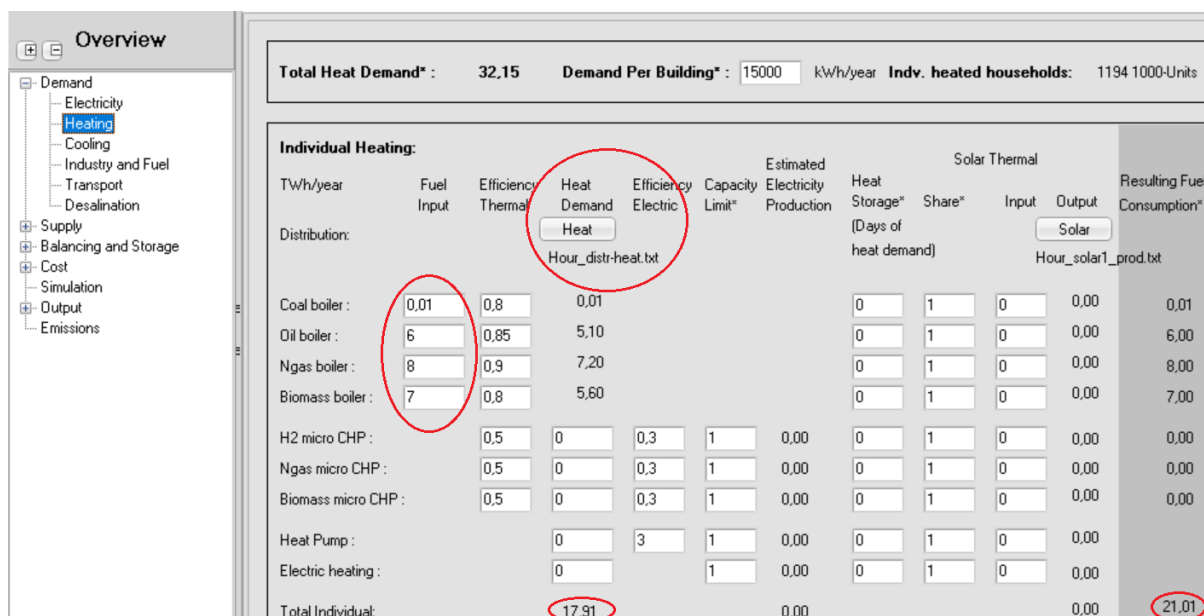


Рис. 3.9. Вікно даних щодо індивідуального теплозабезпечення до впровадження енергоефективних рішень

Змініть потреби на теплозабезпечення індивідуальних будинків до значення 13,66 ТВт-год/рік. І завантажте файл розподілу «Hour_indv-heat-50procent.txt» (див. рис. 3.10).

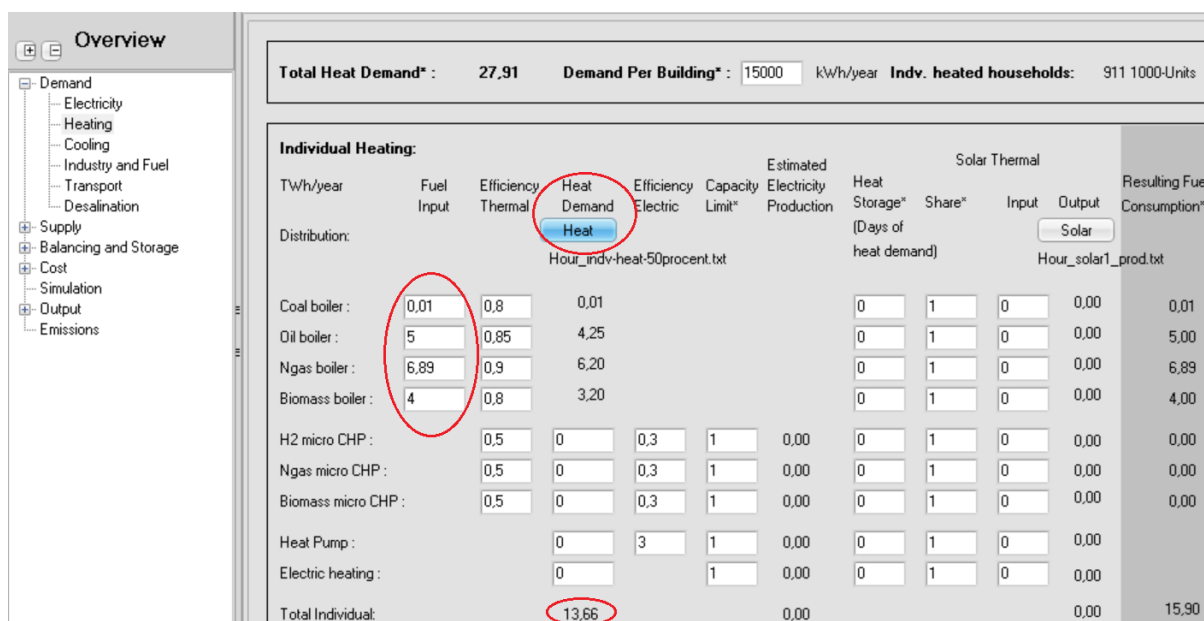


Рис. 3.10. Вікно даних щодо індивідуального теплозабезпечення після впровадження енергоефективних рішень

Збережіть дані (рис. 3.11).

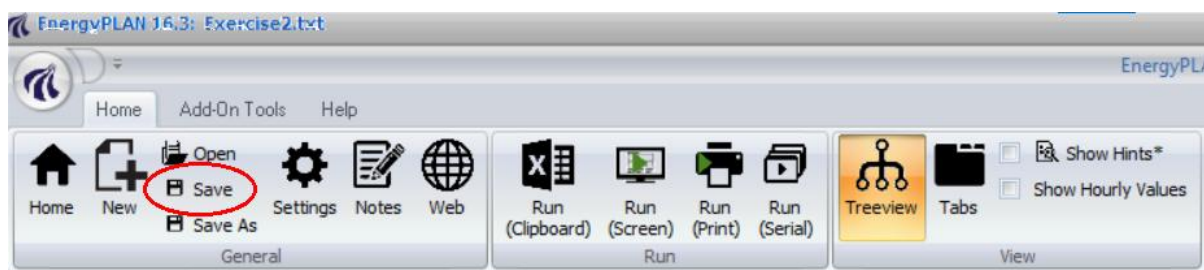


Рис. 3.11. Збереження внесених змін

Крок 9: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (рис. 3.12).

Industry			Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
	Various	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net
3,00		68,18	0,00	68,18	23,32	23,32
27,00		122,28	0,00	122,28	32,57	32,57
18,00		24,89	0,00	24,89	5,08	5,08
5,00		9,00	0,00	9,00	0,00	0,00
-		3,27	0,00	3,27	0,00	0,00
-		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53,00		227,62	0,00	227,62	60,97	60,97

Рис. 3.12. Перегляд результатів розрахунку

Отже, постачання первинної енергії скоротилося з 241,90 до 227,62 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ скоротилися з 63,91 до 60,97 Мт/рік.

3.2. Заміна котлів централізованого теплозабезпечення на когенераційні установки

Завдання. Замінити 21,75 ТВт-год потреб в теплоті від котлів централізованого теплозабезпечення на:

- 1,5 ТВт-год котелень централізованого теплозабезпечення;
- 7,05 ТВт-год малих ТЕЦ: 1000 МВт, eff-th = 50%, eff-el = 40% на природному газі;
- 13,2 ТВт-год великої ТЕЦ: 1800 МВт, eff-th = 50%, eff-el = 40% на вугіллі;

- додати потужність котлів 4500 МВт у гр. 2 та гр. 3;
- додати теплові накопичувачі потужністю 8 ГВт-год у гр. 2 та гр. 3;
- встановити мінімальну потужність 350 МВт на великих ТЕЦ;
- перенести 1,7 ТВт-год промислового надлишкового виробництва тепла (2,4 ТВт-год електроенергії) до гр. 3;
- обрати стратегію моделювання «балансування попиту на теплову та електричну енергію»

Крок 1: Розподіліть попит на централізоване теплозабезпечення на три групи

Виберіть “Demand” та “Heating”. Введіть три нових значення (див. рис. 3.13)

	Group 1	Group 2	Group 3	Total
Production:	1.5	7.05	13.2	21.75
Network Losses:	0.345	0.345	0.345	
Heat Demand:	0.98	4.62	8.65	14.25

Рис. 3.13. Розподіл попиту на централізоване теплозабезпечення на три групи

Визначіть параметри “Supply” та “Heat and Electricity” (рис. 3.14).

Overview

- + Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - + Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- + Balancing and Storage
- + Cost
- Simulation
- + Output
- Emissions

Boilers

Thermal Capacity	4500	4500	MJ/s
Boiler Efficiency	0,9	0,9	Percent
Fixed Boiler share	0	0	Percent

Combined Heat and Power (CHP)

CHP Condensing Mode Operation*

Electric Capacity (PP1)	6000	MW-e
Electric Efficiency (PP1)	0,45	

CHP Back Pressure Mode Operation*

Electric Capacity	1000	1800	MW-e	
Thermal Capacity	Auto	1250	2250	MJ/s
Electric Efficiency	0,4	0,4		
Thermal Efficiency	0,5	0,5		

Industrial CHP

CHP Electricity	0	0	2,4	2,40	TWh/year
CHP Heat Produced	0	0	1,7	1,70	TWh/year
CHP Heat Demand	0	0	0	0,00	TWh/year
CHP Heat Delivered*	0,00	0,00	1,70	1,70	TWh/year

Distribution const.txt

Рис. 3.14. Зміна параметрів централізованого теплозабезпечення

Виберіть “Supply” та “Fuel Distribution” (див. рис. 3.15).

Overview

- + Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - + Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- + Balancing and Storage
- + Cost
- Simulation
- + Output

Distribution of fuel

	Coal	Oil	Ngas	Biomass
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable
DHP	0	1	0	0
CHP2	0	0	1	0
CHP3	1	0	0	0
Boiler2	0	0	0	0
Boiler3	0	0	0	0
PP1	1	0	0	0
PP2	0	0	0	0

Рис. 3.15. Зміна параметрів централізованого теплозабезпечення

Виберіть “Balancing and Storage” та “Thermal”. Помістіть курсор у комірки і введіть відповідні значення (рис. 3.16).

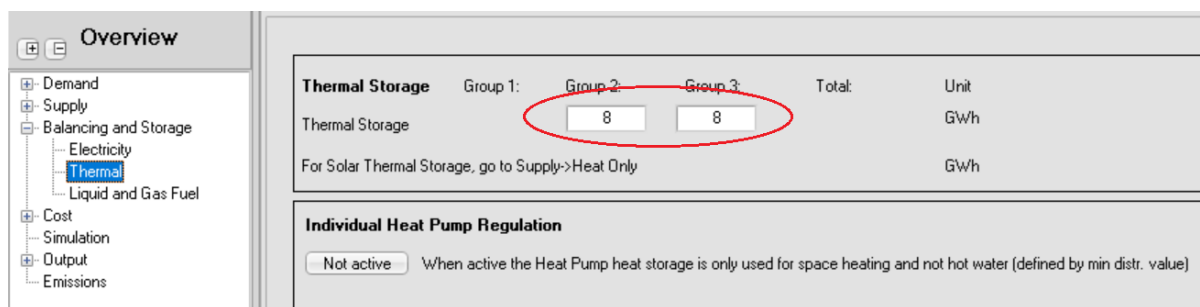


Рис. 3.16. Додавання теплових накопичувачів потужністю 8 ГВт-год у гр. 2 та гр. 3

Крок 2: Визначаємо мінімальний режим роботи великої ТЕЦ. Вибираємо “Balancing and Storage” та “Electricity”. Поміщаємо курсор у комірку та вводимо значення 350 МВт (рис. 3.17).

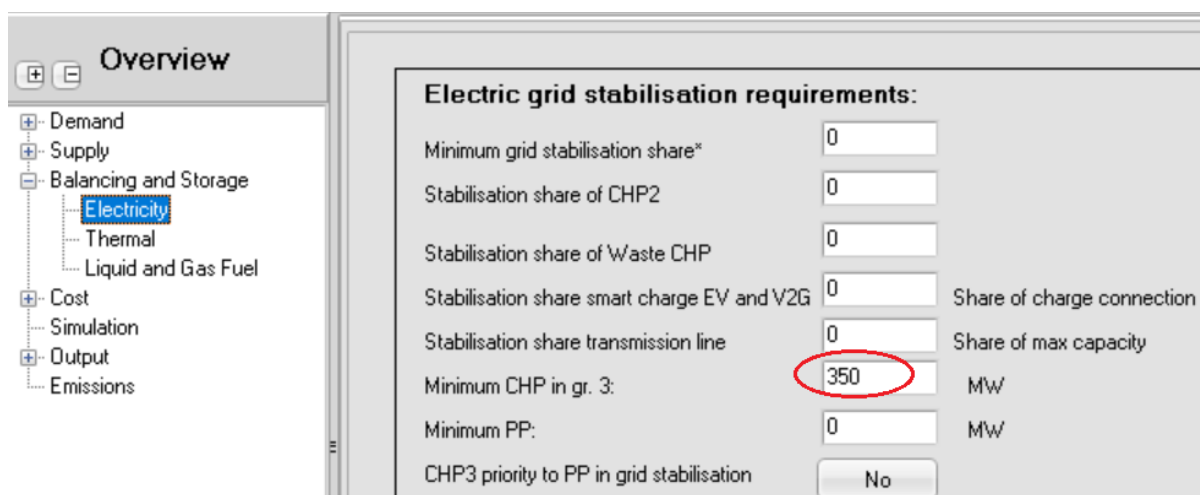


Рис. 3.17. Встановлення мінімальної потужності на великих ТЕЦ

Крок 3: Визначаємо стратегію регулювання. Обираємо “Simulation”. Вибираємо стратегію моделювання ”2 Balancing both heat and electricity demands” (рис. 3.18).

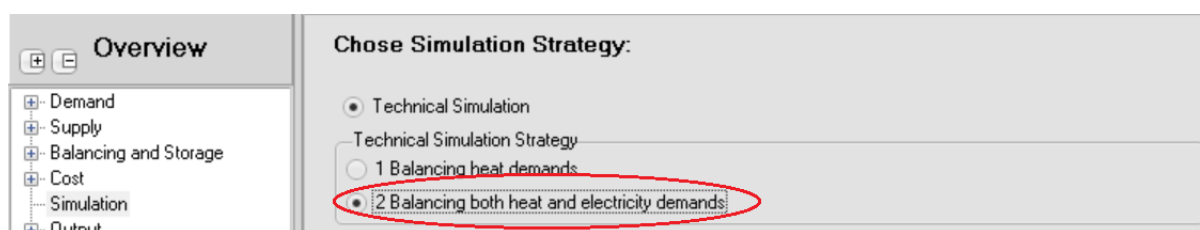


Рис. 3.18. Вибір стратегії моделювання «балансування попиту на теплову та електричну енергію»

Крок 4: Обчислюємо та переглядаємо результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну). Активуємо кнопку "Run (print)" і отримуємо наступний результат (див. рис. 3.19).

Industry i. Various	Total		Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
			Imp/Exp	Net	Total	Net
3,00	58,30		0,00	58,30	19,94	19,94
27,00	101,71		0,00	101,71	27,10	27,10
18,00	38,95		0,00	38,95	7,95	7,95
5,00	9,04		0,00	9,04	0,00	0,00
-	3,27		0,00	3,27	0,00	0,00
-	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
-	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
-	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
53,00	211,27		0,00	211,27	54,98	54,98

Рис. 3.19. Перегляд результату розрахунку

Отже, постачання первинної енергії скоротилося з 227,62 до 211,27 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ скоротилися з 60,97 до 54,98 Мт/рік.

3.3. Додавання 1000 МВт потужності офшорної вітроенергетики

Завдання. Додати до існуючої енергетичної системи 1000 МВт потужності офшорної вітроенергетики. Використати файл розподілу годин «DK offshorewind 2013.txt». Визначити чи призводить виробництво електроенергії на ТЕЦ у поєднанні з вітроенергетикою до того, що в години, коли виробництво перевищує попит, виникає надлишкове виробництво електроенергії (excess electricity production, SEEP). Проаналізувати цю проблему балансування залежно від режиму роботи ТЕЦ 1) забезпечення виключно попиту на теплову енергію або 2) забезпечення попиту на теплову та електричну енергію – відповідно, стратегія регулювання 1 та 2.

Початкові дані знаходяться у файлі, створеного в п. 3.2.

Крок 1: Додайте потужність вітрової енергії

Виберіть «Постачання» та «Відновлювана електроенергія» («Supply» та «Variable Renewable Electricity»), після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 3.20):

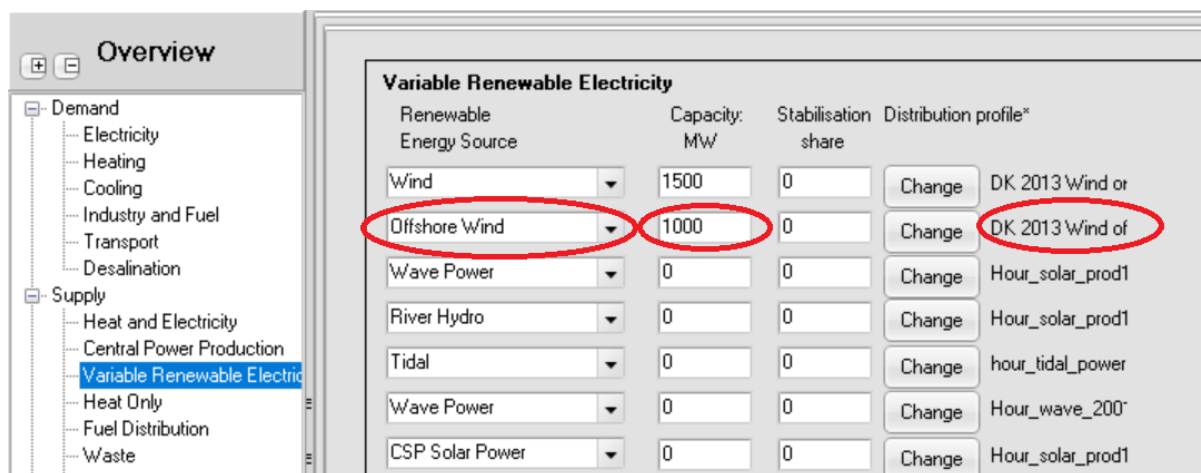


Рис. 3.20. Додавання параметрів вітрової енергії

Помістіть курсор у клітинки для введення і введіть відповідні значення та виберіть файл «DK 2013 Wind offshore» (рис. 3.20).

Виберіть «Моделювання», після чого відкриється наступне вікно (див. рис. 3.21):

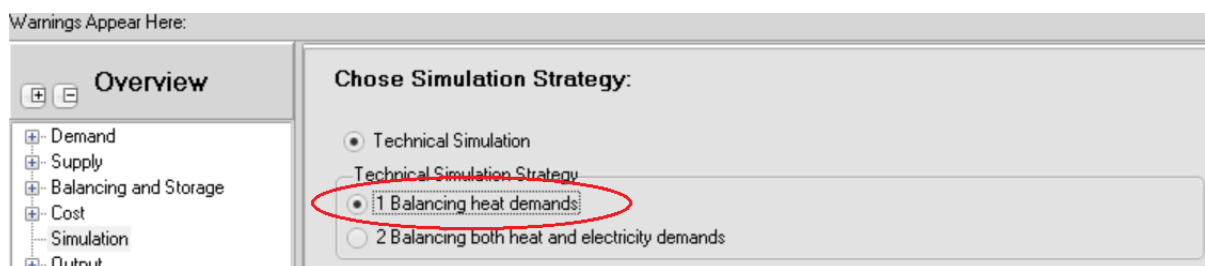


Рис. 3.21. Вибір стратегії моделювання «балансування попиту на теплову енергію»

Переконайтеся, що стратегія технічного регулювання відповідає типу 1.

Крок 2: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) (див. рис. 3.22).

Stab- Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Payment	
					Imp	Exp
					Million DKK	
100	0	8	8	0	0	1
100	0	9	9	0	0	1
100	0	21	21	0	0	4
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
100	0	1	1	0	0	0
100	0	98	98	0	0	14
100	0	12	12	0	Average price	
100	0	1511	1511	0	(DKK/MWh)	
100	0	0	0	0	236	193
0,00 0,10 0,10 0,00					0	20
ry is	Imp/Exp Corrected			CO2 emission (Mt):		
	Total	Imp/Exp	Net	Total	Net	
	54,16	-0,23	53,93	18,52	18,45	
	101,71	0,00	101,71	27,09	27,09	
	38,91	0,00	38,91	7,94	7,94	
	9,04	0,00	9,04	0,00	0,00	
	5,25	0,00	5,25	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	209,07	-0,23	208,84	53,56	53,48	

Рис. 3.22. Перегляд результату розрахунку

Отже, постачання первинної енергії скоротилося з 211,27 до 209,07 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ скоротилися з 54,98 до 53,56 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (CEEP) = 0,10 ТВт-год/рік.

Крок 3: Змінити стратегію регулювання 1 на 2. Виберіть «Simulation» і відкриється наступне вікно (див. рис. 3.23)

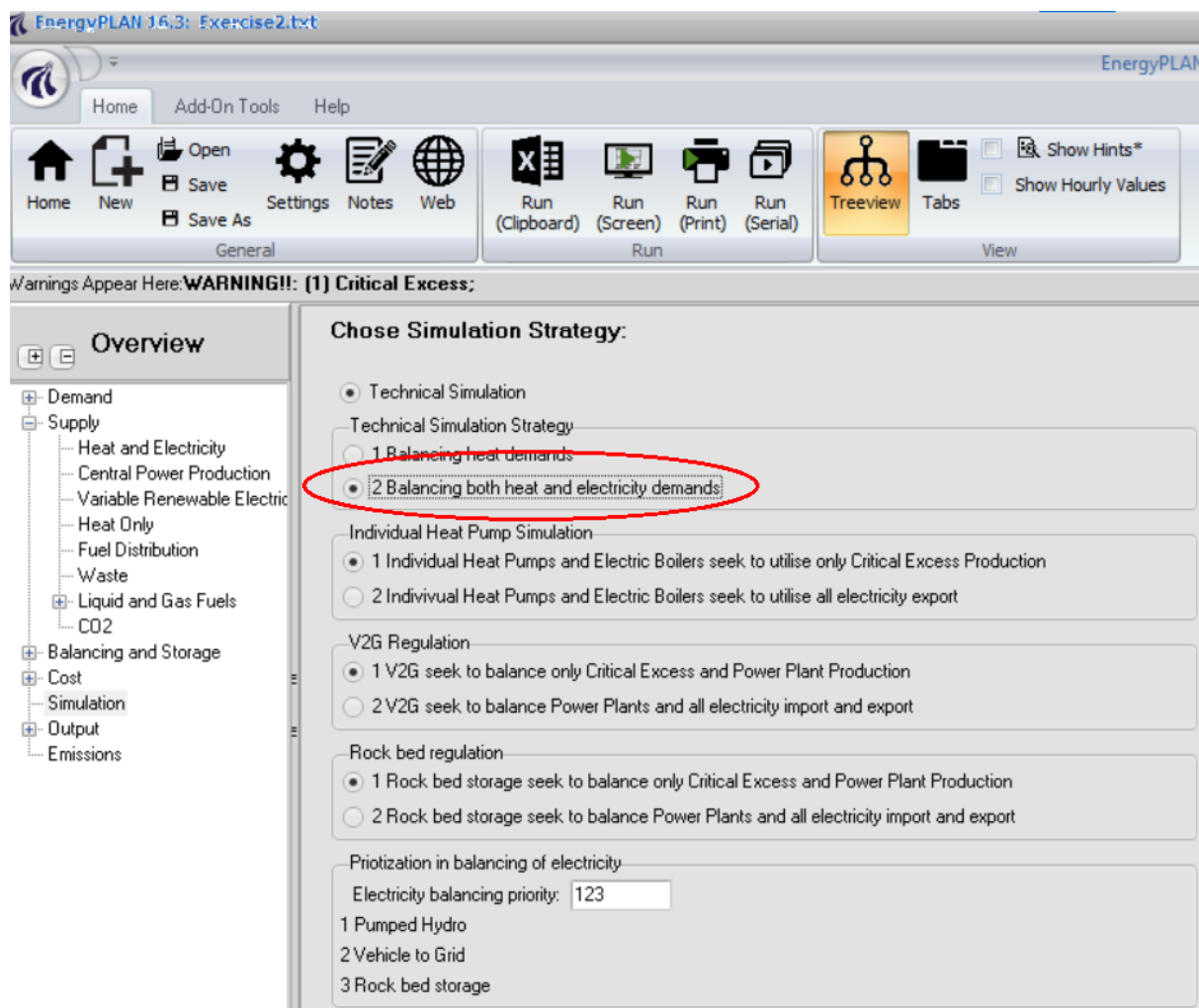


Рис. 3.23. Вибір стратегії моделювання 2 «балансування попиту на теплову та електричну енергію»

Змініть стратегію технічного регулювання на 2 (рис. 3.23).

Крок 4: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) (рис. 3.24).

Початкові дані знаходяться у файлі, створеного в п. 3.3.

Крок 1: Змінити попит на електроенергію

Виберіть «Demand» та «Electricity», після чого відкриється наступне вікно (рис. 3.25)

Electricity Demand and Fixed Im		
Electricity demand*:	25,2	TWh/year
Additional electricity demand	0	TWh/year
Electric heating (IF included)	0	TWh/year
Electric cooling (IF included)	0	TWh/year
Elec. for Biomass Conversion	0,00	TWh/year
Elec. for Transportation	0,00	TWh/year
Sum (excluding electric heating and cooling)	25,20	TWh/year

Рис. 3.25. Введення параметрів зниженого попиту на електроенергію

Помістіть курсор у комірку введення і внесіть значення 25,2 (рис. 3.25).

Виберіть “Simulation”. Переконайтеся, що встановлена стратегія регулювання 1 (рис. 3.26).

EnergyPLAN 16.3: Exercise2.txt

Home Add-On Tools Help

Home New Open Save Settings Notes Web Run (Clipboard) Run (Screen) Run (Print) Run (Serial) Treeview Tabs Show Hints* Show Hourly Values

Warnings Appear Here: **WARNING!!: (1) Critical Excess;**

Chose Simulation Strategy:

- ☒ Technical Simulation
 - ☒ Technical Simulation Strategy
 - 1 Balancing heat demands**
 - 2 Balancing both heat and electricity demands
 - Individual Heat Pump Simulation
 - 1 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise only Critical Excess Production
 - 2 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise all electricity export

Рис. 3.26. Вибір стратегії моделювання «балансування попиту на теплову енергію»

Крок 2: Обчисліть та перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) Активуйте кнопку «Run (print)» і отримайте результат розрахунку (рис. 3.27).

Balance					Payment	
Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million DKK	Exp Million DKK
100	0	291	291	0	0	42
100	0	189	189	0	0	23
100	0	311	311	0	0	53
100	0	59	59	0	0	8
100	0	2	2	0	0	0
100	0	10	10	0	0	1
100	0	3	3	0	0	0
100	0	2	2	0	0	0
100	0	7	7	0	0	1
100	0	62	62	0	0	11
100	0	142	142	0	0	23
100	0	627	627	0	0	102
100	0	143	143	0	Average price (DKK/MWh)	
100	0	2392	2392	0		
100	0	0	0	0		
0,00 1,25 1,25 0,00					0	265
try us	Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):			
	Total	Imp/Exp Net	Total	Net		
35,01	-2,79	32,23	11,97	11,02		
101,73	0,00	101,73	27,10	27,10		
38,86	0,00	38,86	7,93	7,93		
9,06	0,00	9,06	0,00	0,00		
5,25	0,00	5,25	0,00	0,00		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
189,92	-2,79	187,13	47,01	46,06		

Рис. 3.27. Перегляд результату розрахунку

Отже, постачання первинної енергії скоротилося з 208,98 до 189,92 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ скоротилися з 53,50 до 47,01 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) становить 1,25 ТВт-год/рік.

3.5. Додавання теплонасосної установки та теплоакumuлюючих потужностей для ТЕЦ

Завдання. Розрахувати параметри енергосистеми за умови додавання до групи 2 теплоакumuлюючої потужності 30 ГВт-год разом з теплонапосоною установкою електричною потужністю 200 МВт та $COP=2,5$.

Вихідні дані знаходяться у файлі, створеного в п. 3.4.

Крок 1: Додайте теплонапосону установку і накопичувач тепла

Виберіть “Balancing and Storage” та “Thermal” змініть ємність накопичувача на 30 ГВт-год (рис. 3.29).

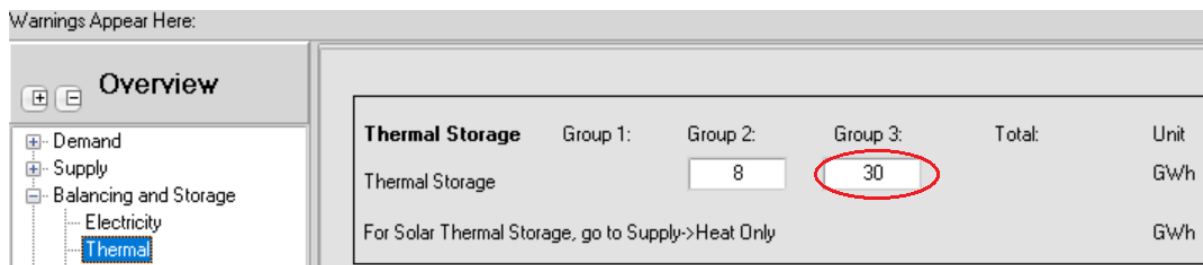


Рис. 3.29. Зміна ємності накопичувача теплоти

Оберіть «Supply» та «Heat Only» і введіть параметри теплонапосоної установки: електрична потужність 200 МВт та $COP=2,5$ (рис. 3.30).

Overview

- + Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - + Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- + Balancing and Storage
- + Cost
 - Simulation
- + Output
 - Emissions

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit
Solar Thermal					
Production	0	0	0		TWh/yea
Storage	0	0	0		GWh
Loss*	0	0	0		Percent
Share*	1	1	1		
Result	0,00	0,00	0,00	0,00	TWh/yea
Annual accumulated heat in solar thermal storage:				0,00	TWh/yea
Compression Heat Pumps					
Electric Capacity	0	200			MW-e
COP	3	2,5			
Thermal Capacity	0	500			MJ/s

Рис. 3.30. Введення параметрів теплонасосної установки

Крок 2: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) (див. рис. 3.31).

2. Якими є постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі після впровадження заходів з енергозбереження в умовах задачі 3.1?
3. Якими є первинне постачання енергії та викиди CO₂ в системі в умовах задачі 3.2?
4. Яка кількість надлишкового виробництва електроенергії постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі, якщо ТЕЦ регулюється виключно відповідно до попиту на тепло, для умов задачі 3.3 та 3.4?
5. Яка відповідь, якщо ТЕЦ регулюються відповідно до попиту на тепло та електроенергію, для умов задачі 3.3, 3.4 та 3.5?

Комп'ютерний практикум 3. Модель енергетичної системи з використанням додаткових енергетичних ресурсів

Завдання. Розрахувати параметри енергетичної системи за умови подальшого впровадження рішень з підвищення ефективності енергетичної системи.

Початкові дані для існуючої енергетичної системи:

- Попит на електроенергію 25,2 ТВт-год/рік та «DK 2013 electricity demand»;
- Конденсаційна електростанція: 6000 МВт на вугіллі;
- 1500 МВт наземної (on-shore) вітрової станції з використанням «Hour_wind_1»;
- 1000 МВт офшорної вітрової станції з використанням «DK offshorewind 2013.txt»;
- Річний попит на паливо для централізованого теплопостачання становить 21,75 ТВт-год, що розподіляється на 1,5 ТВт-год на мазутних котельнях, 7,5 ТВт-год на малих ТЕЦ та 13,2 ТВт-год на великих ТЕЦ з паровими турбінами з відбором (дистрибутив «VpDkFjv50.txt»);
- Децентралізована ТЕЦ загальною потужністю 1000 МВт, $\text{eff-th} = 50\%$, $\text{eff-el} = 40\%$ на природному газі та тепловий насос потужністю 200 МВт, $\text{COP} = 2,5$;
- Велика ТЕЦ загальною потужністю 1800 МВт, $\text{eff-th} = 50\%$, $\text{eff-el} = 40\%$ на вугіллі;
- Потреба в паливі для індивідуального опалення будинків складає 15,9 ТВт-год, з яких 0,01 - вугілля, 5 - нафта, 6,89 - природний газ та 4,0 – біомаса;
- Промисловий попит на паливо у 53,0 ТВт-год розподіляється на 3,0 вугілля, 27,0 нафти, 18,0 природного газу та 5,0 біомаси

(включаючи паливо для централізованого теплопостачання та виробництва електроенергії);

- Промислове виробництво централізованого теплопостачання становить 2,4 ТВт-год, а виробництво електроенергії - 1,7 ТВт-год. Використовуйте файл погодинного розподілу «const»;
- Потреба в паливі для транспорту: 13,0 ТВт-год авіаційного бензину, 26,0 ТВт-год дизельного палива та 29,0 ТВт-год бензину;
- Первинне енергопостачання системи становить 188,19 ТВт-год/рік, викиди CO₂ - 46,41 Мт, а надлишкове виробництво електроенергії - 0 ТВт-год/рік.

4.1. Використання потенціалу скидної енергії для існуючої енергосистеми

До існуючої енергетичної системи, визначеної в рамках попереднього розділу, додати 4 ТВт-год/рік енергетичних ресурсів відходів за наступним розподілом:

- 0,5 ТВт-год в гр. 1;
- 1,5 ТВт-год в гр. 2;
- 2,0 ТВт-год в гр. 3.

Крок 1: Відкрийте модель EnergyPLAN і завантажте дані з розділу 3.

Крок 2: Збережіть як вправу 3.

Крок 3: Відкрийте вікно Постачання (Supply) > Скидна енергія (Waste) і додайте вхідні значення (рис. 4.1).

Overview

- + Demand
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste**
- + Liquid and Gas Fuels
- CO2
- + Balancing and Storage
- + Cost
- Simulation
- + Output
- Emissions

Waste Incineration

Waste is defined geographical on the three districts. Heat production is utilised and given priority in the district. And biofuels for CHP and boilers is subtracted from the waste. The economic value is subtracted from the cost.

Distribution of Waste: constraints

	Waste input	DH production
Unit:	TWh/year	Efficiency
Group 1:	0,5	0,8
Group 2:	1,5	0,8
Group 3:	2	0,8
Total:	4,00	

Рис. 4.1. Введення параметрів скидної теплоти

Крок 4: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) (див. рис. 4.2).

[illegible]

Рис. 4.2. Перегляд результату розрахунку

Отже, постачання первинної енергії зросло з 188,19 до 190,65 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ було зменшено з 46,41 до 46,27 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) становить 0 ТВт-год/рік.

Крок 5: Відкрийте вікно Постачання (Supply) > Скидна енергія (Waste) і додайте нові вхідні значення (рис. 4.3).

Waste Incineration

Waste is defined geographically on the three district heating groups. Only one hour of heat production is utilised and given priority in the respective district heating groups. And biofuels for CHP and boilers is subtracted from the fuels in the respective district heating groups. The economic value is subtracted from the cost of the waste energy resource.

Distribution of Waste: const.txt

Unit:	Waste input TWh/year	DH production Efficiency	TWh/year	Electricity production Efficiency	TWh/year
Group 1:	0,5	0,50	0,25	0,35	0,17
Group 2:	1,5	0,5	0,75	0,35	0,52
Group 3:	2	0,5	1,00	0,35	0,70
Total:	4,00		2,00		1,40

Рис. 4.3. Введення параметрів скидної теплоти

Крок 6: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну) (рис. 4.4).

Waste Incineration

Waste is defined geographically on the three district heating groups. Only one hour distribution can be defined and Heat production is utilised and given priority in the respective district heating groups. Electricity production is from And biofuels for CHP and boilers is subtracted from the fuels in the respective district heating group. "Various" The economic value is subtracted from the cost of the waste energy resource.

Distribution of Waste: const.txt

	Waste input	DH production		Electricity production		Biofuel transportation	
Unit:	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year
Group 1:	0,5	0,2	0,10	0	0,00	0,4	0,20
Group 2:	1,5	0,2	0,30	0	0,00	0,4	0,60
Group 3:	2	0,2	0,40	0	0,00	0,4	0,80
Total:	4,00		0,80		0,00		1,60

Рис. 4.5. Введення параметрів скидної теплоти

Крок 2: Відкрийте вікно Попит (Demand) > Транспорт (Transport).
Примітка: Біопаливо з відходів вже переведено. Змінити дизельне паливо з 26,0 на 24,4 (рис. 4.6).

Warnings Appear Here:

Overview

TWh/year	Fossil	Biofuel	HTL, Pyrolysis and Waste*	Electrofuel	Total
JP (Jet Fuel)	13	0	0,00	0	13,00
Diesel / DME	24,4	0	1,60	0	26,00
Petrol / Methanol	29	0	0,00	0	29,00
Ngas* (Grid Gas)	0				0,00
LPG	0				0,00

Рис. 4.6. Введення попиту на паливо у транспорті з врахуванням використання біогазу

Крок 3: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну).

Постачання первинної енергії збільшилося з 188,37 до 190,19 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ було збільшено з 45,33 до 45,94 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) становить 0 ТВт-год/рік.

4.3. Використання вітрової та водневої енергетики у транспорті

Завдання. Додати 1500 МВт потужності вітрової енергії, що виробляє 3,8 ТВт-год електроенергії, у поєднанні з електролізерами, що виробляють 2,5 ТВт-год водню для транспорту з ККД 72,3% і потужністю 800 МВт. Водень замінює бензинові автомобілі (1,5 км/кВт-год) на HFCV (3,0 км/кВт-год).

Крок 1: Відкрийте вікно Постачання (Supply) > Значення відновлюваної енергії (Variable Renewable Energy) і збільште потужність вітру з 1500 до 3000 МВт.

Крок 2: Відкрийте вікно Попит (Demand) > Транспорт (Transport). Активуйте кнопку «Help to design inputs» та отримайте допомогу для розрахунку кілометражу. Додайте 2,5 ТВт-год водневої енергії, щоб отримати 8 млрд км/рік. Відніміть 8 млрд км/рік на бензинових автомобілях, що дорівнює 5.3 ТВт-год бензину. Зауважте, що для виробництва водню потрібно додати електролізери.

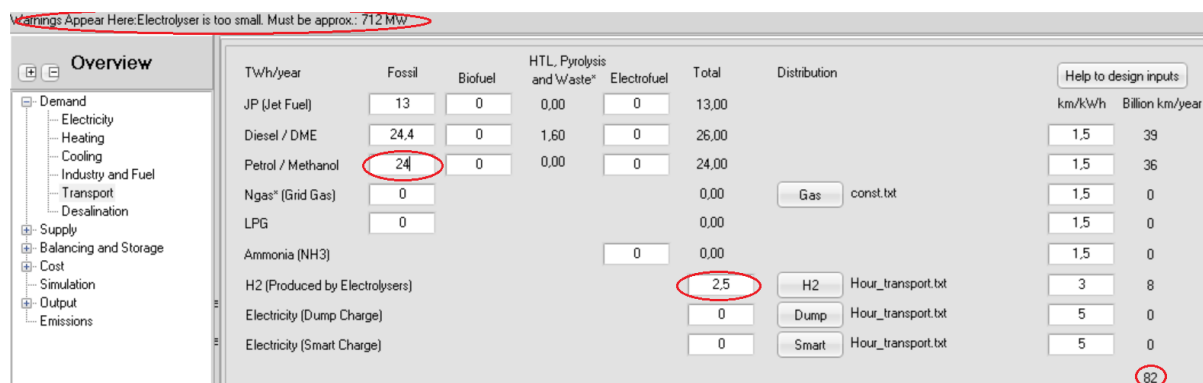


Рис. 4.7. Додавання водню як палива для транспорту

Крок 3: Відкрийте вікно Supply> Liquid and Gas Fuels> Hydrogen і додайте електролізери. Додайте коефіцієнт корисної дії рівний 72,3 % і потужність = 800 МВт (рис. 4.8).

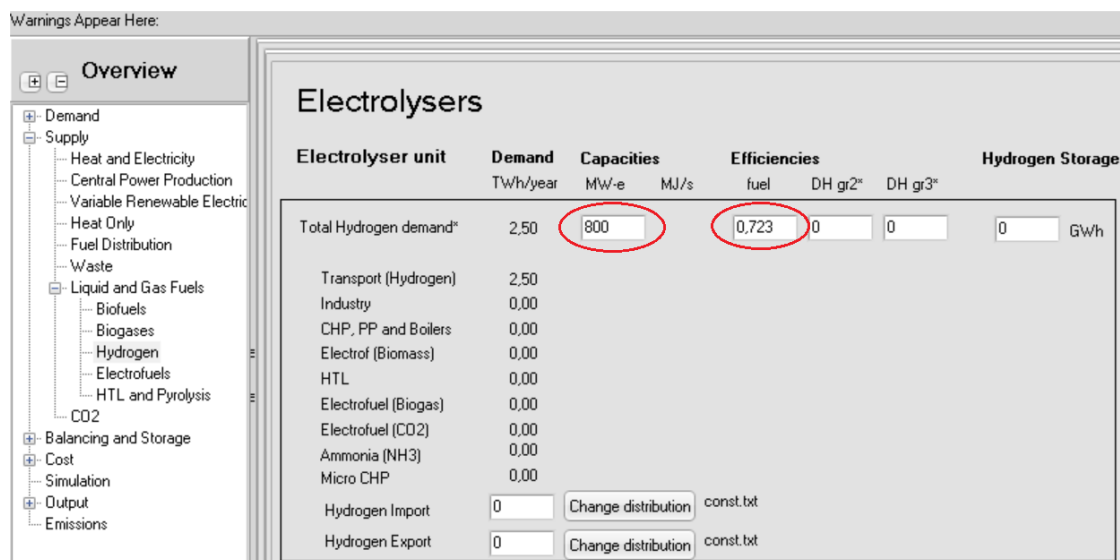


Рис. 4.8. Введення параметрів електролізерів

Зауважте, що повідомлення про відсутність електролізерів зникає.

Крок 4: Обчисліть і перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну)

Постачання первинної енергії зменшилося з 190,19 до 189,78 ТВт-год/рік. Викиди CO2 було зменшено з 45,94 до 45,11 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) збільшився з 0 до 0.01 ТВт-год/рік.

4.4. Використання сонячної теплової енергії в приватних будинках

Завдання. Додайте 1 ТВт-год сонячної енергії (що дорівнює приблизно 10% від потреби в теплі) для індивідуальних будинків з газовими котлами. Погодинний розподіл виробництва сонячної теплової енергії визначається файлом «Hour_SolarThermal_CenDK.txt».

Крок 1: Відкрийте вікно Demand > Heating

Змінити погодинний розподіл на «Hour_SolarThermal_CenDK.txt»
Додати 1 ТВт-год сонячної енергії до газових котлів (рис. 4.9). Отже, 0,74 ТВт-год сонячної теплової енергії використовується.

Overview

Total Heat Demand*: 27,91 Demand Per Building*: 15000 kWh/year Indv. heated households: 911 1000-Units

Individual Heating:

TWh/year	Fuel Input	Efficiency Thermal	Heat Demand	Efficiency Electric	Capacity Limit*	Estimated Electricity Production	Heat Storage* (Days of heat demand)	Share*	Solar Thermal Input	Output	Resulting Fuel Consumption*
Distribution: Hour_indv-heat-50percent.txt											
Coal boiler :	0,01	0,8	0,01				0	1	0	0,00	0,01
Oil boiler :	5	0,85	4,25				0	1	0	0,00	5,00
Ngas boiler :	6,89	0,9	6,20				0	1	1	0,74	6,06
Biomass boiler :	4	0,8	3,20				0	1	0	0,00	4,00
H2 micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Ngas micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Biomass micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Heat Pump :			0	3	1	0,00	0	1	0	0,00	
Electric heating :			0		1	0,00	0	1	0	0,00	
Total Individual:			13,66			0,00			0,74		15,07

Рис. 4.9. Додавання частки сонячної енергії у вигляді тепла для індивідуальних будинків

Крок 2: Додайте ємність акумулятора (рис. 4.10).

Overview

Total Heat Demand*: 27,91 Demand Per Building*: 15000 kWh/year Indv. heated households: 911 1000-Units

Individual Heating:

TWh/year	Fuel Input	Efficiency Thermal	Heat Demand	Efficiency Electric	Capacity Limit*	Estimated Electricity Production	Heat Storage* (Days of heat demand)	Share*	Solar Thermal Input	Output	Resulting Fuel Consumption*
Distribution: Hour_indv-heat-50percent.txt											
Coal boiler :	0,01	0,8	0,01				0	1	0	0,00	0,01
Oil boiler :	5	0,85	4,25				0	1	0	0,00	5,00
Ngas boiler :	6,89	0,9	6,20				1,1	1	1	1,00	5,78
Biomass boiler :	4	0,8	3,20				0	1	0	0,00	4,00
H2 micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Ngas micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Biomass micro CHP :		0,5	0	0,3	1	0,00	0	1	0	0,00	0,00
Heat Pump :			0	3	1	0,00	0	1	0	0,00	
Electric heating :			0		1	0,00	0	1	0	0,00	
Total Individual:			13,66			0,00			1,00		14,79

Рис. 4.10. Додавання теплового акумулятора для індивідуальних будинків

Отже, вся сонячна теплова енергія може бути використана, коли ємність накопичувача дорівнює 1,1 днів середньої потреби в теплі.

Крок 3: Обчисліть та перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну)

Активуйте кнопку «Виконати (друк)» і ознайомтесь із результатами.

Отже, постачання первинної енергії зменшилося з 189,78 до 189,67 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ було зменшено з 45,11 до 44,88 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) залишається на рівні 0.01 ТВт-год/рік.

4.5. Використання сонячної теплової енергії у системах централізованого теплозабезпечення

Завдання. Необхідно додати 1,5 ТВт-год сонячної енергії (що дорівнює приблизно 10% попиту на централізоване теплозабезпечення) до групи 2. Погодинний розподіл виробництва сонячної теплової енергії визначається файлом «Hour_SolarThermal_CenDK.txt».

Крок 1: Відкрийте вікно Supply > Heat Only:

Замініть погодинний розподіл на «Hour_SolarThermal_CenDK.txt». Додайте 2 ТВт-год сонячної енергії до централізованого теплозабезпечення гр. 2. Отже, 1,02 ТВт-год сонячної теплової енергії використано (див. рис. 4.11).

Warnings Appear Here: WARNING!! (1) Critical Excess;

Overview

Demand
Supply
Heat and Electricity
Central Power Production
Variable Renewable Electric
Heat Only
Fuel Distribution
Waste
Liquid and Gas Fuels
CO2
Balancing and Storage
Cost
Simulation
Output
Emissions

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit	Distribution:
Solar Thermal						
Production	0	1.5	0		TWh/year	Change Hour_SolarThermal_CenDK.txt
Storage	0	0	0		GWh	
Loss*	0	0	0		Percent	
Share*	1	1	1			
Result	0,00	1,02	0,00	1,02	TWh/year	Use Solar Storage for Excess Heat
Annual accumulated heat in solar thermal storage:				0,00	TWh/year	No

Рис. 4.11. Додавання частки сонячної енергії у вигляді тепла для централізованого теплозабезпечення

Крок 2: Додайте ємність сховища (рис. 4.12).

Warnings Appear Here: WARNING!! (1) Critical Excess;

Overview

Demand
Supply
Heat and Electricity
Central Power Production
Variable Renewable Electric
Heat Only
Fuel Distribution
Waste
Liquid and Gas Fuels
CO2
Balancing and Storage
Cost
Simulation
Output
Emissions

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit	Distribution:
Solar Thermal						
Production	0	1.5	0		TWh/year	Change Hour_SolarThermal_CenDK.txt
Storage	0	8	0		GWh	
Loss*	0	0	0		Percent	
Share*	1	1	1			
Result	0,00	1,50	0,00	1,50	TWh/year	Use Solar Storage for Excess Heat
Annual accumulated heat in solar thermal storage:				0,00	TWh/year	No

Рис. 4.12. Додавання теплового акумулятора для централізованого теплозабезпечення

Отже, вся сонячна теплова енергія може бути використана, якщо ємність накопичувача дорівнює 8 ГВт-год.

Крок 3: Обчисліть та перегляньте результат у друкованому вигляді (або в буфері обміну)

Активуйте кнопку «Виконати (друк)» і ознайомтесь із результатами.

Отже, постачання первинної енергії збільшилося з 189,67 до 190,66 ТВт-год/рік. Викиди CO₂ було зменшено з 44,88 до 45,10 Мт/рік. Критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) залишається на рівні 0.01 ТВт-год/рік.

Примітка: Причина збільшення первинної енергії та викидів CO₂ частково полягає в тому, що не все сонячне тепло та тепло, вироблене на відходах, може бути утилізоване, а також що сонячна теплова енергія певною мірою заважає теплонасосній установці використовувати СЕЕР.

Контрольні питання:

1. Якими будуть надлишкове виробництво, постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі, якщо вся скидна енергія буде перетворена в тепло з ефективністю 80%, в умовах задачі 4.1?
2. Якими будуть надлишкове виробництво, постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі, якщо вся скидна енергія утилізуються в ТЕЦ з електричним ККД 35% та тепловим ККД 50%, в умовах задачі 4.1?
3. Якими є надлишкове виробництво електроенергії, постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі в умовах задач 4.2 та 4.3?
4. Скільки сонячного тепла можна використати в умовах задач 4.4 та 4.5?
5. Яка ємність сховища необхідна для того, щоб утилізувати всю сонячну теплову енергію в умовах задач 4.4 та 4.5?
6. Якими є надлишкове виробництво, постачання первинної енергії та викиди CO₂ в системі в умовах задач 4.4 та 4.5?

Комп'ютерний практикум 4. Поглиблений аналіз енергетичної системи: Діаграми надлишків виробництва електроенергії

Завдання. Скласти діаграми надлишків виробництва електроенергії, викидів CO₂ та споживання первинної енергії для попередньо визначеної базової системи та двох альтернативних варіантів. Проаналізувати здатність даної енергетичної системи інтегрувати нестабільні джерела відновлюваної енергії, такі як вітрова енергія [4], [6], [35], [36].

5.1. Побудова діаграми надлишкової електроенергії для базової системи

Відкрийте модель EnergyPLAN. Завантажте набір вхідних даних «Denmark2030Reference.txt», який є моделлю датського сценарію «Business as usual», розробленого датським енергетичним відомством у 2006 році. У вікні “Central Power Production” встановіть нульову імпортно-експортну передачу електроенергії, у вікні «Balancing and Storage > Electricity» видаліть всі стратегії регулювання CEEP, а у вікні Моделювання оберіть стратегію технічного регулювання 1.

Річний попит на електроенергію становить 49 ТВт-год/рік, а очікуване виробництво вітрової енергії рівне 14,87 ТВт-год, розділене на 3100 МВт onshore виробництва 7,26 ТВт-год/рік, і 1952 МВт offshore виробництва 7,61 ТВт-год/рік.

Встановіть (у вікні «Variable Renewable Energy») вітроенергетичні потужності, які відповідають річному виробництву 0 ТВт-год, 5 ТВт-год, 10 ТВт-год і т.д. до 50 ТВт-год/рік. Почніть з onshore потужностей до 4270 МВт, а потім додайте offshore потужності. Для кожного вітроенергетичного об'єкту розрахуйте критичне надлишкове виробництво електроенергії

(СЕЕР), викиди CO₂ та первинне постачання енергії (PES), за виключенням вітроенергетичних ВДЕ.

Крок 1: Відкрийте модель EnergyPLAN та завантажте набір вхідних даних «Denmark2030Reference.txt». Набір даних входить до складу файлів, коли завантажується модель EnergyPLAN. Якщо з якихось причин немає цього набору даних, його можна завантажити з наступної адреси: http://www.energyplan.eu/wp-content/uploads/2014/06/EnergyPLAN_DK.zip.

Крок 2: Збережіть дані як вправу 4.

Крок 3: Відкрийте вікно Simulation (рис. 5.1.).

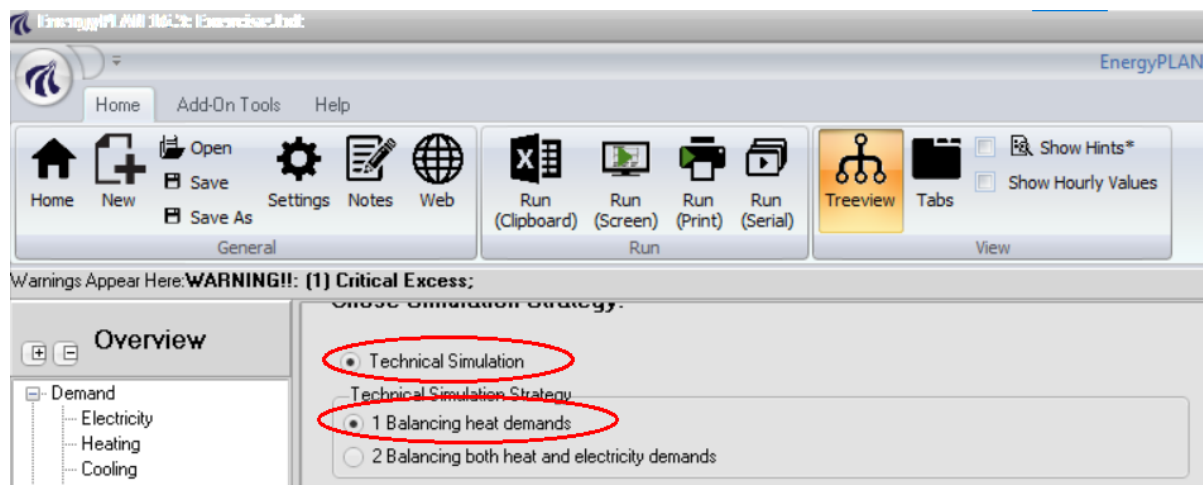


Рис. 5.1. Вибір стратегії моделювання «балансування попиту на теплову енергію»

Оберіть технічну оптимізацію, де виберіть стратегію технічного регулювання 1.

Відкрийте вікно Storage > Electricity window. Встановіть регулювання СЕЕР на нуль (рис. 5.2).

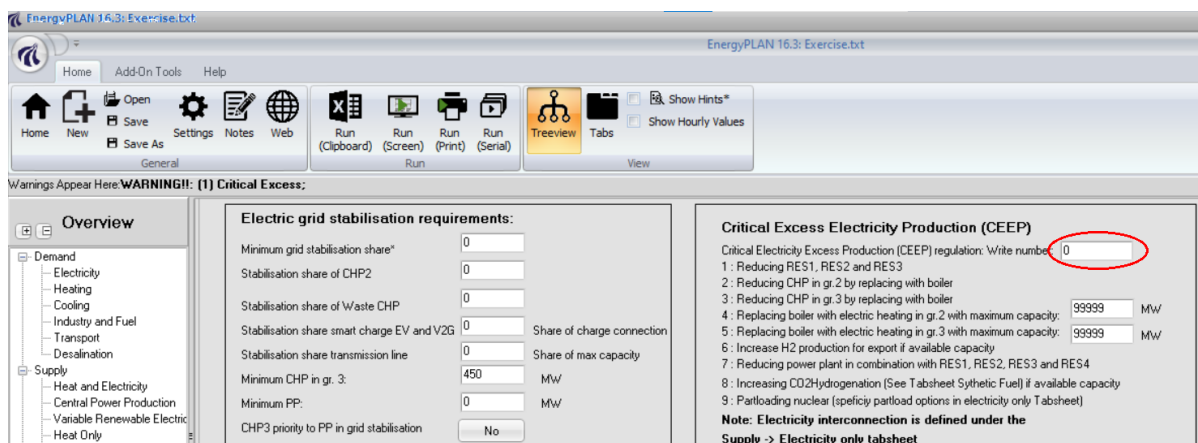


Рис. 5.2. Встановлення нульового значення регулювання CEEP

Відкрийте вікно Supply > Central Power production window. Встановіть максимальну імп/експ. Ємність (Maximum imp/exp. Capacity) рівній нулю (рис. 5.3).

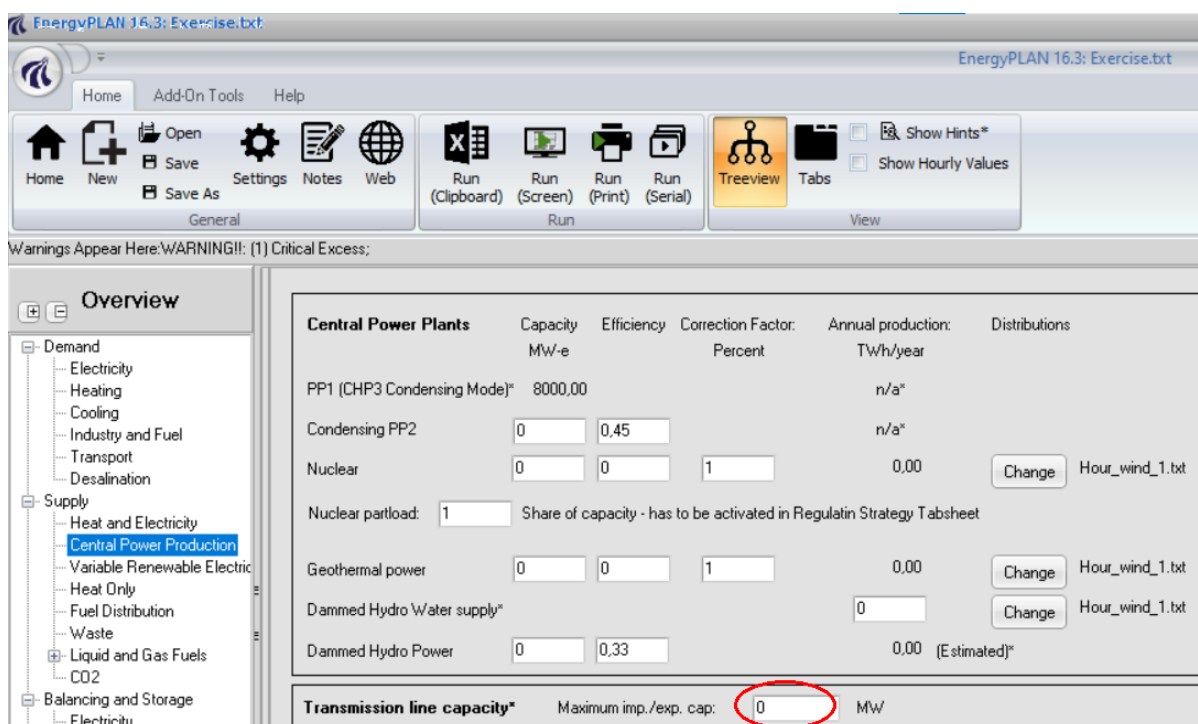


Рис. 5.3. Встановлення нульового значення максимального імп/експ. ємності

Крок 4: Відкрийте вікно Supply > Variable Renewable Energy. Змініть всі потужності вітрової енергії на нуль і зробіть перерахунок (рис. 5.4).

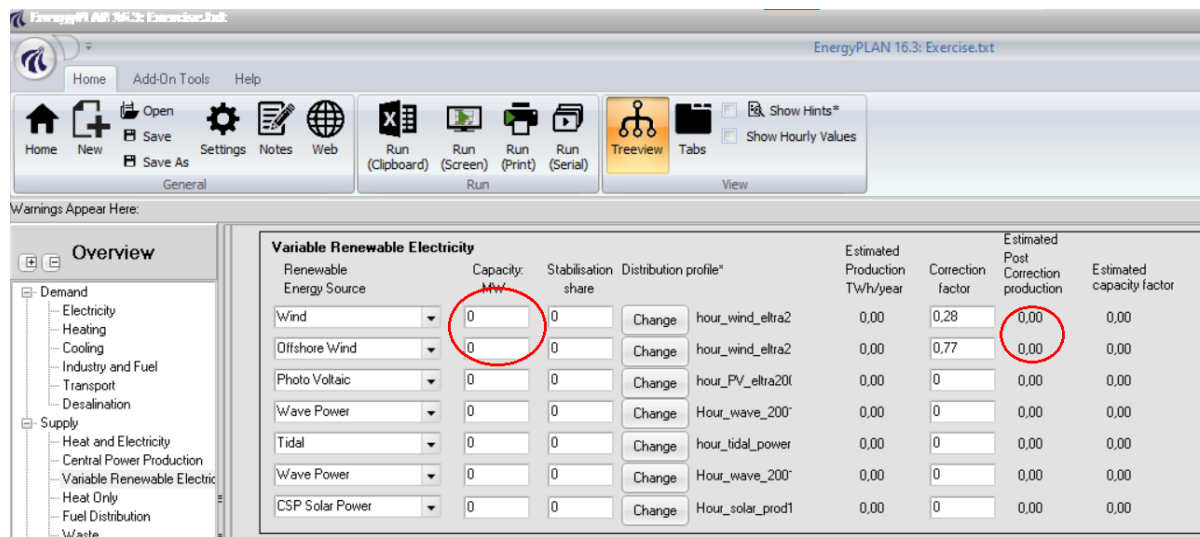


Рис. 5.4. Встановлення нульового значення потужності вітрової енергії

Надлишкове виробництво електроенергії становить 0 ТВт-год/рік, викиди CO₂ становлять 60,61 млн т/рік, а постачання первинної енергії без урахування ВДЕ становить 281,07 ТВт-год/рік.

Крок 5: Зміна вітроенергетичних потужностей

Визначте потужність вітрової електростанції з річним виробництвом 5 ТВт-год і зробіть розрахунки (рис. 5.5).

Надлишкове виробництво електроенергії становить 0,16 ТВт-год/рік, викиди CO₂ складають 58,23 Мт/рік, а постачання первинної енергії становить 276,83 ТВт-год/рік з урахуванням ВДЕ та 271,81 без урахування ВДЕ (вітрова енергетика).

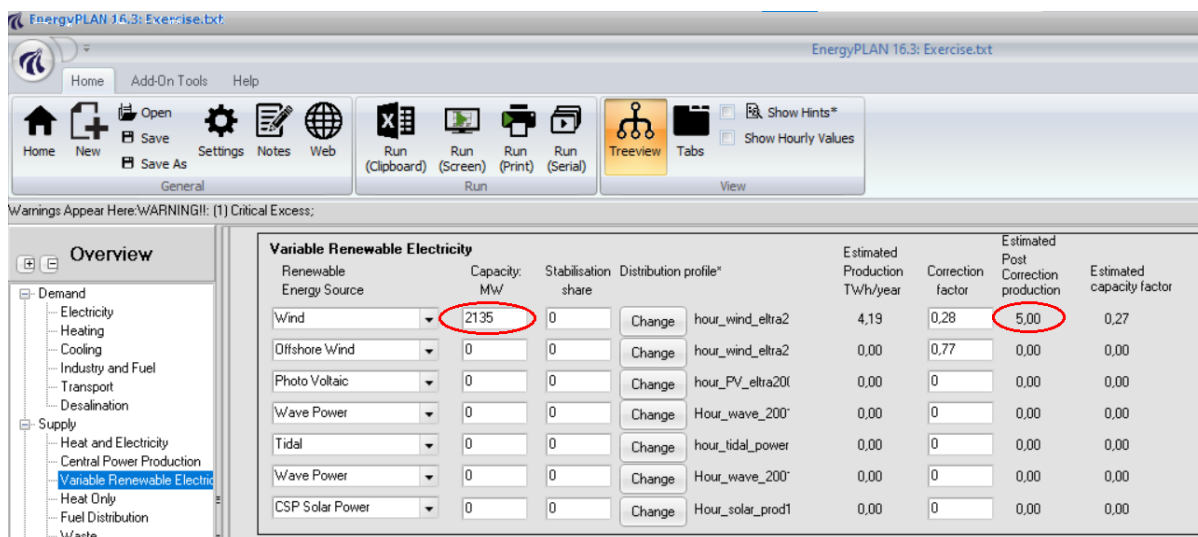


Рис. 5.5. Встановлення потужності вітрової електростанції з річним виробництвом 5 ТВт-год

5.2. Використання функції «Виконання послідовного обчислення» («Run serial calculation»)

Завдання. Виконайте розрахунки п. 5.1, використовуючи функцію «Виконання послідовного обчислення». Завантажте результати в електронну таблицю Excel і побудуйте три діаграми з надлишкового виробництва електроенергії, викидів CO₂ та постачання первинної енергії як функції від потужності вітру. Функція «Run serial calculation» знаходиться у вікні “Output > Overview”. Необхідно врахувати, що можна змінювати лише одне вхідне значення за один раз. Наприклад, можна встановити значення ВДЕ1 onshore рівним 2135 МВт і змінити значення ВДЕ2 off-shore з 0 на 8980 МВт (рис. 5.6).

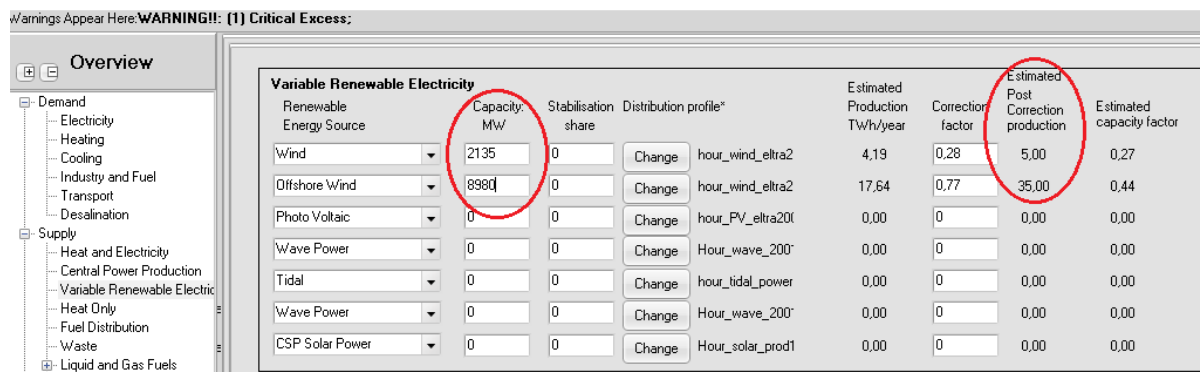


Рис. 5.6. Встановлення параметрів вітрових електростанцій

Використовуйте вхідний файл з вправи 5.1.

Крок 1: Переконайтеся, що потужність вітру RES1 становить 2135 МВт у вікні Variable Renewable Energy.

Крок 2: Відкрийте вікно Output > Overview. 1) Встановіть опцію Запустити серійний розрахунок на «Увімкнено» («On»), 2) Визначте вхідні дані як «ВДЕ2» («RES2»), 3) Введіть значення офшорних потужностей, 4) Визначте СЕЕР, CO2 та постачання первинної енергії за виключенням ВДЕ, відповідно. Запустіть розрахунки, активувавши кнопку «Clipbrd». Модель почне виконувати 11 розрахунків, і результати кожного з них будуть передані до clipbrd (див. рис. 5.7).

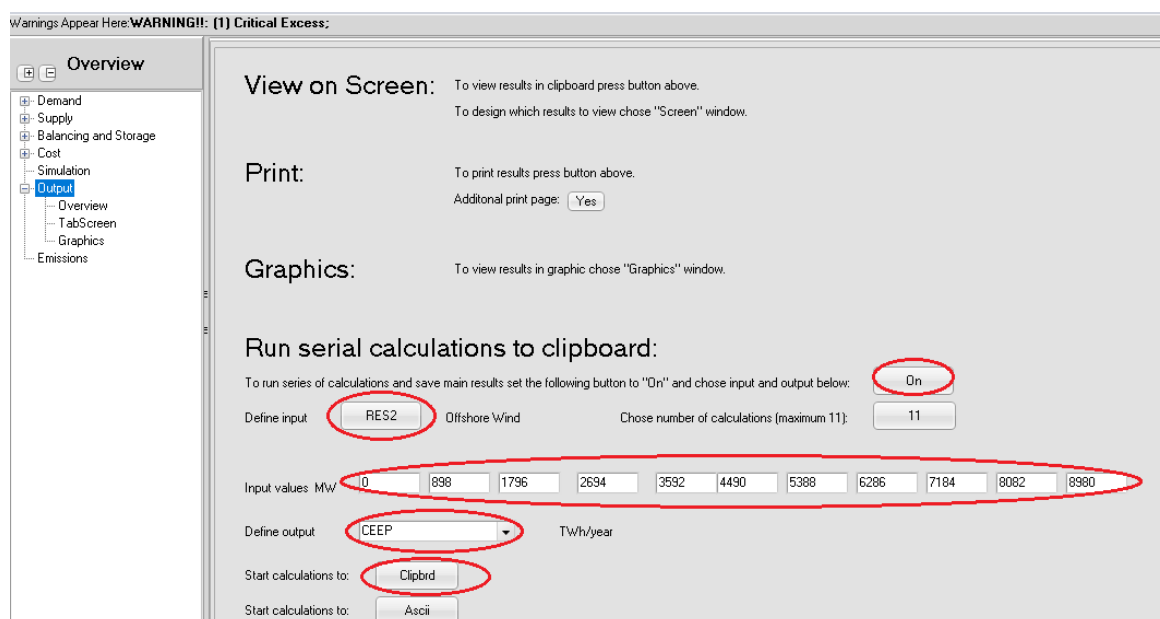


Рис. 5.7. Виконання серійних розрахунків з визначення СЕЕР

Крок 3: Відкрийте таблицю Excel і завантажте дані. Завантажте дані в електронну таблицю Excel (див. табл. 5.1) і порівняйте з результатами п. 5.1.

Крок 4: Повторіть процедуру для CO₂ та постачання первинної енергії за виключенням ВДЕ (рис. 5.8).

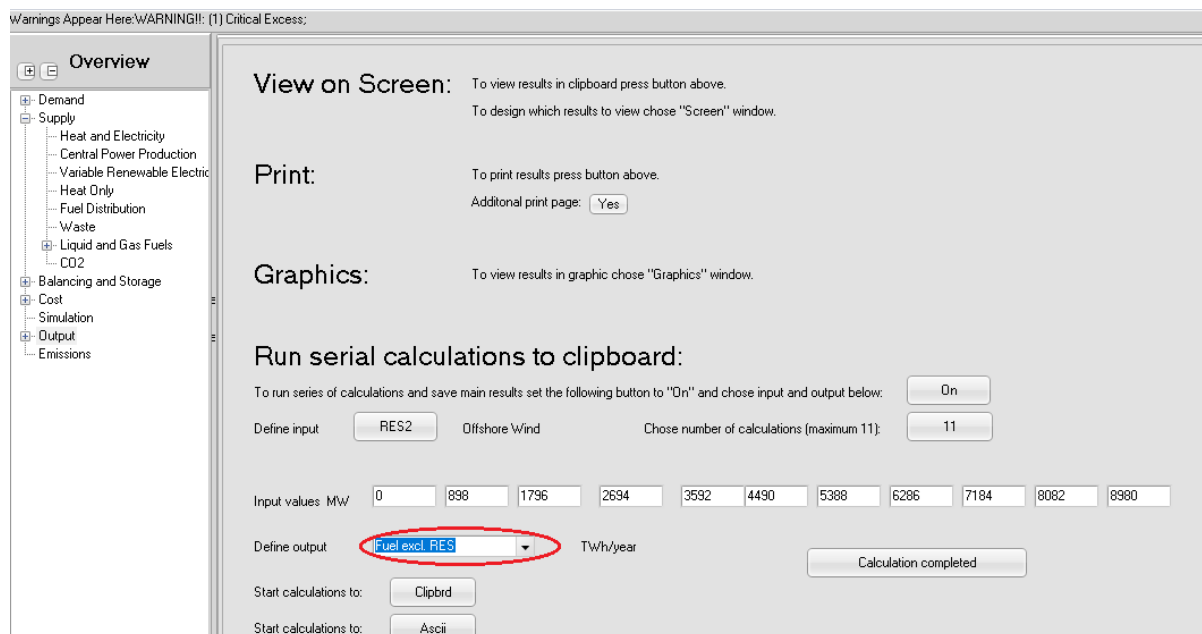


Рис. 5.8. Виконання серійних розрахунків з визначення постачання первинної енергії за виключенням ВДЕ

Таблиця 5.1. Показники базового варіанту системи

Wind prod., TWh/year	Wind cap., MW	Offshore, MW	CEEP, TWh/year	PES excl.RES, TWh/year	CO ₂ -emission, Mt/year
0	0	0	0	281.07	60.61
5	2135	0	0.16	271.81	58.23
8.5	2135	898	0.56	265.89	56.71
12	2135	1796	1.33	260.69	55.38
15.5	2135	2694	2.61	256.46	54.29

19	2135	3592	4.37	253.12	53.43
22.5	2135	4490	6.52	250.53	52.77
26	2135	5388	8.97	248.52	52.25
29.5	2135	6286	11.63	246.91	51.84
33	2135	7184	14.43	245.57	51.49
36.5	2135	8082	17.36	244.48	51.21
40	2135	8980	20.39	243.57	50.98

Крок 6: Створіть відповідні графіки в Excel (див. приклад на рис. 5.9).

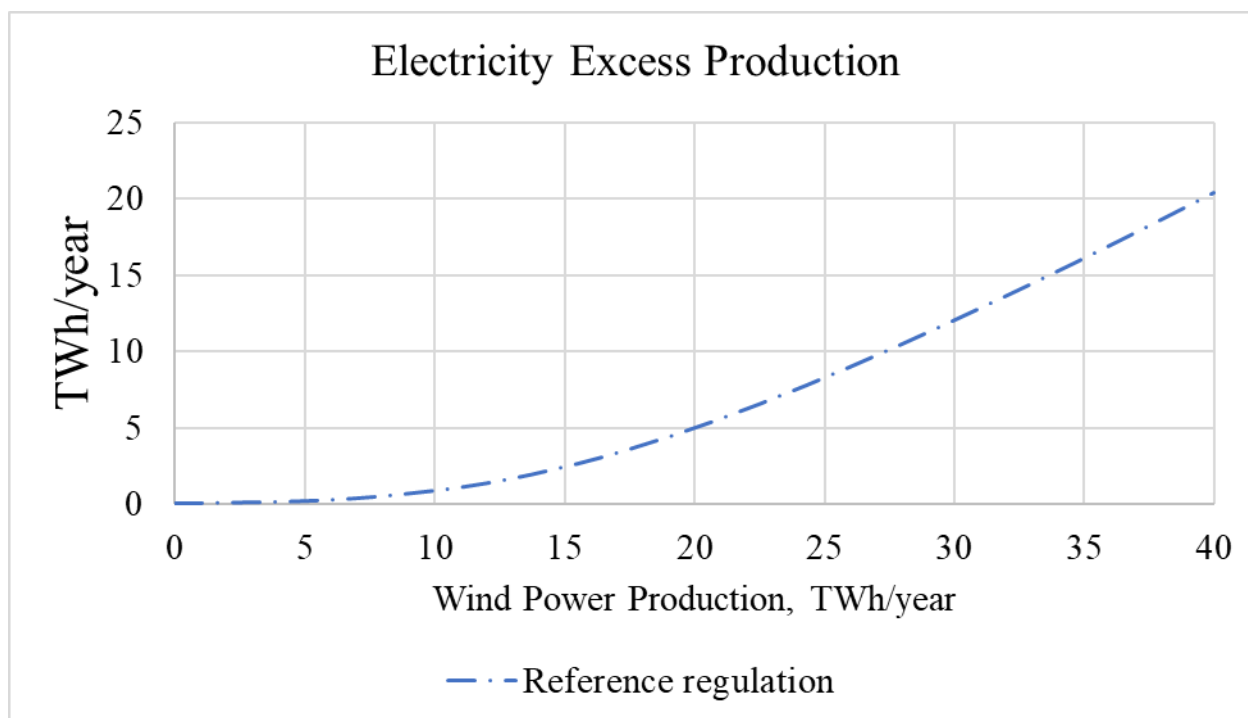


Рис. 5.9. Залежність зміни надлишкової генерації електроенергії (SEEP) від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції

5.3. Дослідження сценаріїв розвитку енергосистем

Завдання. Необхідно дослідити графіки зміни надлишкової генерації електроенергії, споживання первинного палива (без врахування ВДЕ) та викидів CO₂ залежно від річного виробництва електроенергії вітрогенераторами для таких трьох типів енергетичної системи:

- Система 1: Енергетична система, яка розглядалася в межах пп. 5.1 та 5.2 (базовий варіант);

- Система 2: Система 1, де передбачено стратегію технічного регулювання 2;

- Система 3: Система 2, де передбачено встановлення теплонасосних установок потужністю 400 МВт з COP 3,0 (по 200 МВт у групах ДН 2 і 3) та заміна існуючої теплонасосної установки потужністю 7 МВт.

Отримані результати моделювання для систем 2 та 3 наведено в табл. 5.2, 5.3 та на рис. 5.10 – 5.12.

Таблиця 5.2. Показники системи 1, де передбачено стратегію технічного регулювання 2

Wind prod., TWh/year	Wind cap., MW	Offshore, MW	CEEP, TWh/year	PES excl.RES, TWh/year	CO ₂ -emission, Mt/year
1	2	3	4	5	6
0	0	0	0	281.07	60.61
5	2135	0	0	271.78	58.23
8.5	2135	898	0	265.51	56.64
12	2135	1796	0	259.56	55.14
15.5	2135	2694	0	254.04	53.78
19	2135	3592	0	248.99	52.56

1	2	3	4	5	6
22.5	2135	4490	0.01	244.32	51.44
26	2135	5388	0.04	239.92	50.41
29.5	2135	6286	0.17	235.76	49.42
33	2135	7184	0.44	231.81	48.49
36.5	2135	8082	0.82	228.01	47.59
40	2135	8980	1.35	224.41	46.74

Таблиця 5.3. Показники системи 1, де передбачено де передбачено додавання теплонасосних установок

Wind prod., TWh/year	Wind cap., MW	Offshore, MW	CEEP, TWh/year	PES excl.RES, TWh/year	CO2-emission, Mt/year
0	0	0	0	281.07	60.61
5	2135	0	0	271.63	58.19
8.5	2135	898	0	265.1	56.53
12	2135	1796	0	258.78	54.95
15.5	2135	2694	0	252.76	53.46
19	2135	3592	0.01	247.16	52.1
22.5	2135	4490	0.05	241.93	50.85
26	2135	5388	0.19	237.11	49.71
29.5	2135	6286	0.48	232.66	48.66
33	2135	7184	0.88	228.49	47.67
36.5	2135	8082	1.45	224.65	46.77
40	2135	8980	2.19	221.07	45.92

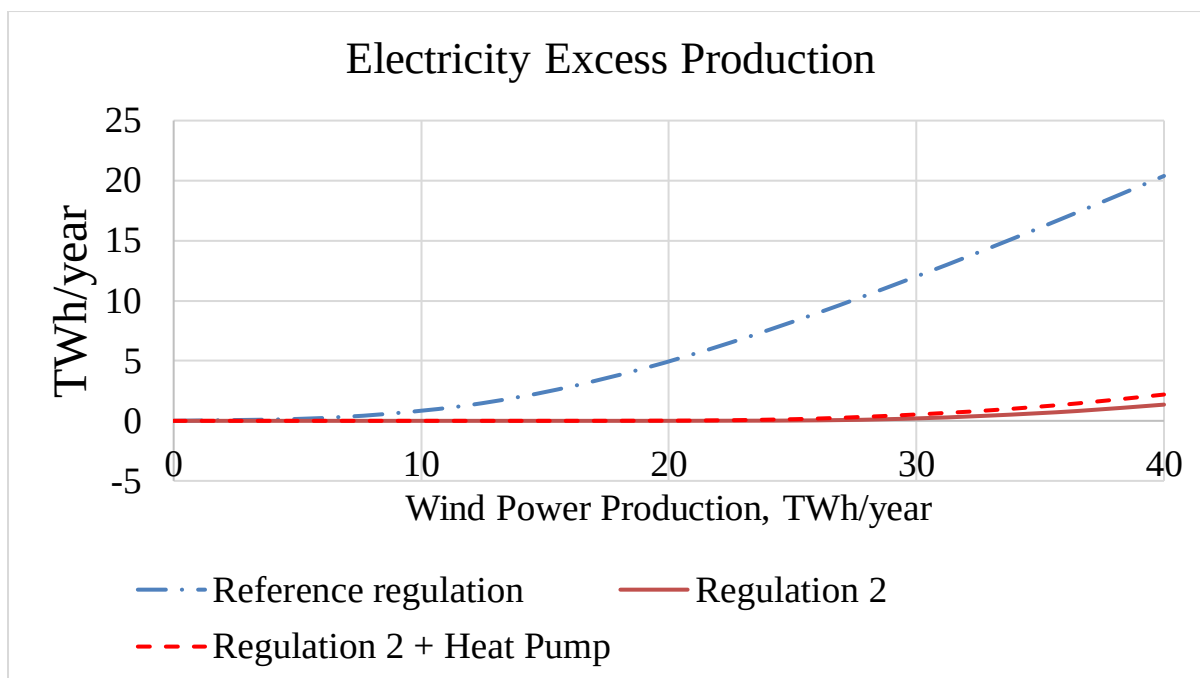


Рис. 5.10. Залежність зміни надлишкової генерації електроенергії (CEEP) від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи

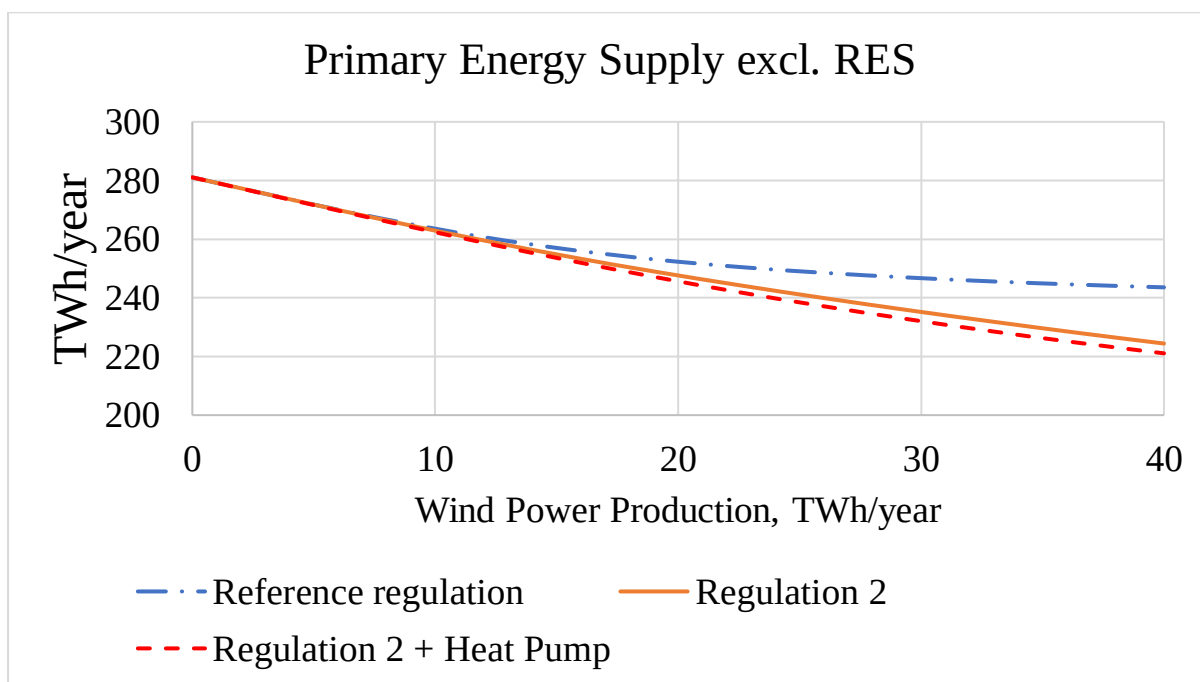


Рис. 5.11. Залежність зміни постачання первинної енергії за виключенням ВДЕ від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи

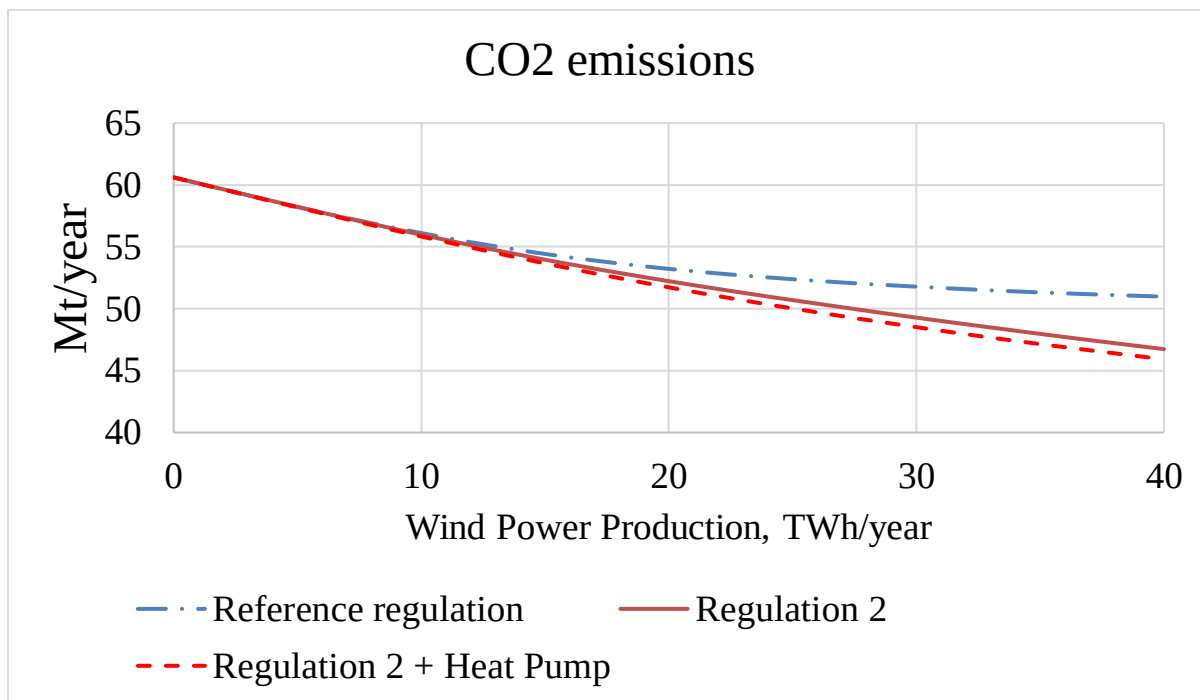


Рис. 5.12. Залежність зміни викидів CO₂ від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи

5.4. Порівняння трьох варіантів енергосистем закритого типу

Проаналізувати досліджувані варіанти енергосистем за умови відсутності імпорту та експорту електроенергії.

У попередніх розділах надлишкове виробництво електроенергії не враховувалося. Однак, критичний надлишок виробництва не допускається в енергопостачанні. Тому в розрахунках необхідно активувати регулювання критичного надлишку у вікні «Балансування та зберігання > Електроенергія» (“Balancing and Storage > Electricity”) і ще раз виконати розрахунки п. 5.3. У вікні «Балансування та зберігання > Електроенергія» необхідно вибрати наступне регулювання СЕЕР: 23457. Результати моделювання наведено на рис. 5.13 – 5.15.

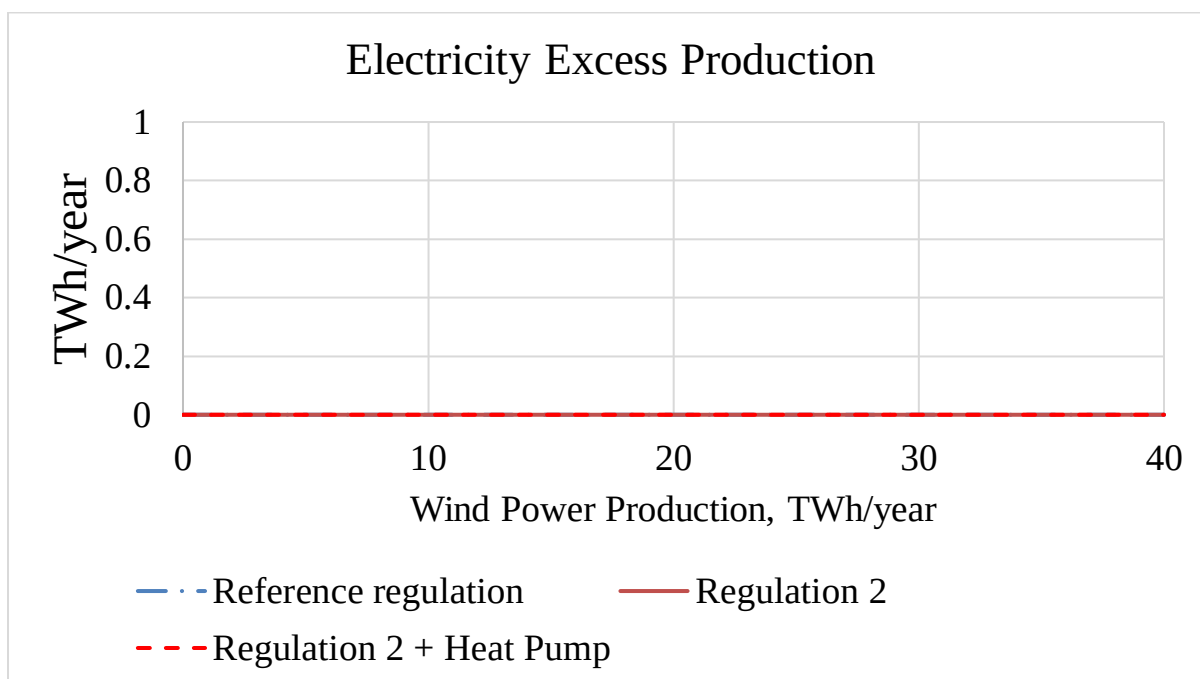


Рис. 5.13. Залежність зміни надлишкової генерації електроенергії (СЕЕР) від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи закритого типу

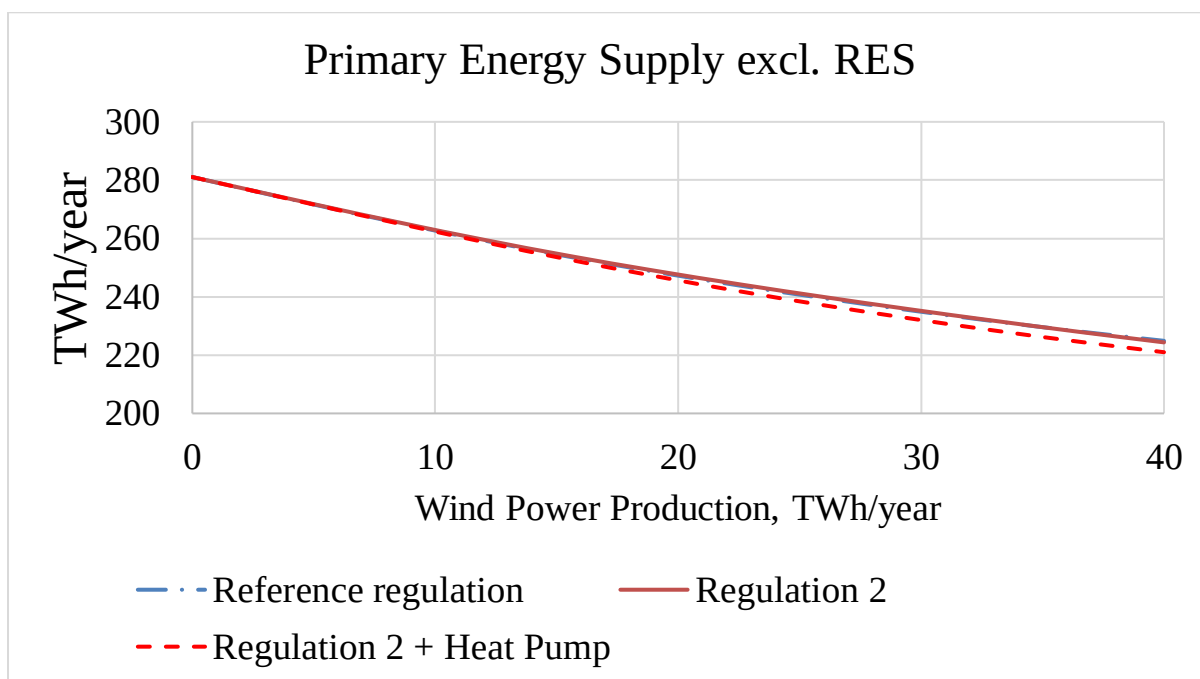


Рис. 5.14. Залежність зміни постачання первинної енергії за виключенням ВДЕ від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи закритого типу

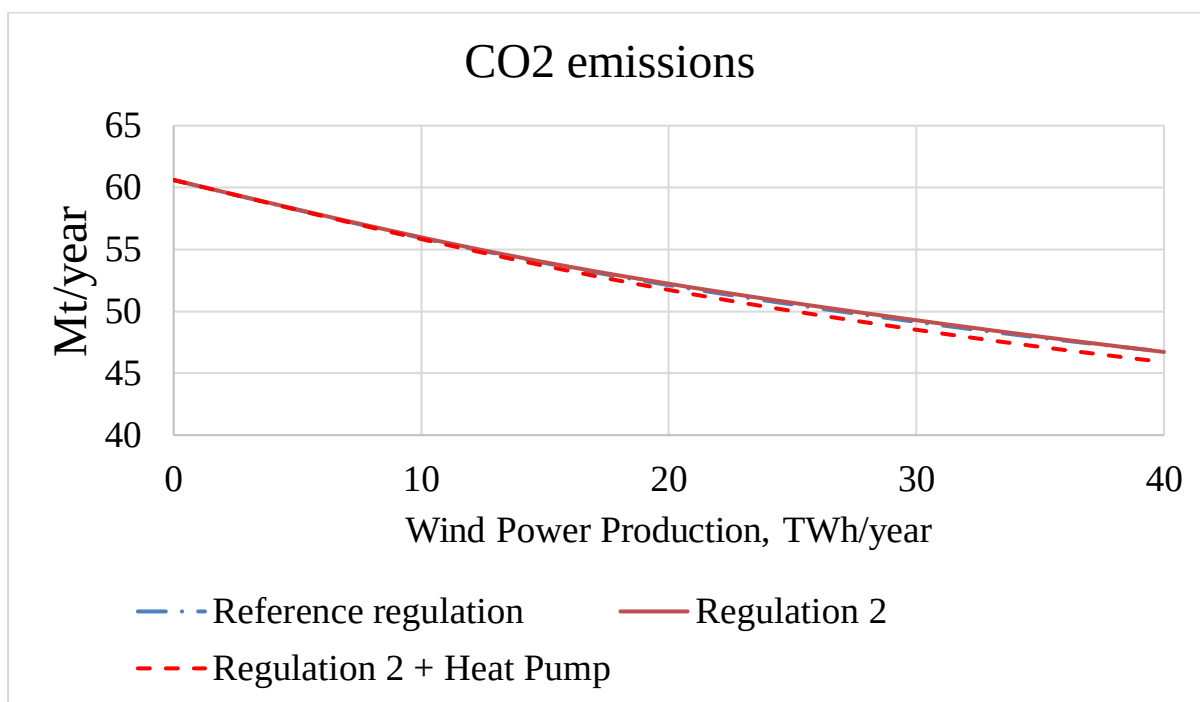


Рис. 5.15. Залежність зміни викидів CO₂ від річного виробництва електроенергії на вітровій електростанції для трьох типів енергетичної системи закритого типу

Контрольні запитання:

1. Яке основне призначення діаграм в аналізі енергосистем?
2. Які ключові показники енергосистеми відображаються на діаграмах залежно від потужності вітру?
3. Які попередні налаштування необхідно виконати в EnergyPLAN перед побудовою діаграм аналізу енергосистем для еталонної системи?
4. У чому полягає перевага використання функції «Виконання послідовного обчислення» (Run serial calculation) у порівнянні з ручним введенням даних?
5. Яке обмеження має функція «Run serial calculation» щодо зміни вхідних даних за один цикл розрахунку?

6. Як змінюється критичний надлишок виробництва електроенергії (СЕЕР) при збільшенні потужності вітрових електростанцій у базовому сценарії?

7. Порівняйте вплив стратегій технічного регулювання 1 та 2 на рівень надлишкової генерації. Яка з них є ефективнішою для мінімізації СЕЕР?

8. Яким чином додавання теплонасосних установок великої потужності впливає на показники PES та CO₂ при високій частці вітрової генерації?

9. Що таке «енергосистема закритого типу» в контексті моделювання в EnergyPLAN і як у ній вирішується проблема критичного надлишку виробництва?

10. Які налаштування регулювання СЕЕР необхідно активувати у вікні «Balancing and Storage» для проведення коректного порівняння систем закритого типу?

Перелік посилань:

1. Aszódi, A.; Biró, B.; Adorján, L.; Dobos, Á.C.; Illés, G.; Tóth, N.K.; Zagy, D.; Zsiborás, Z.T. Comparative Analysis of National Energy Strategies of 19 European Countries in Light of the Green Deal's Objectives. *Energy Conversion and Management: X* **2021**, *12*, 100136, doi:10.1016/j.ecmx.2021.100136.
2. General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine; Babak, V.; Nikitin, Y.; General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine; Institute of Gas of NAS of Ukraine, 39, Degtyarivska St., Kyiv, 03113, Ukraine; Teslenko, O.; General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine Holistic Approach to the Systemic Transformation of the Electric Power Industry, District Heating and Municipal Infrastructure. *Sist. dosl. energ. (Online)* **2024**, *2024*, 6–25, doi:10.15407/srenergy2024.04.006.
3. Teslenko, O.I. ENERGY POTENTIAL OF DISTRIBUTED GENERATION AT POWERFUL BOILER HOUSES OF UKRAINE IN CONDITIONS OF MILITARY AGGRESSION. *Energ. Tech. & Res. Sav.* **2024**, *78*, 47–59, doi:10.33070/etars.1.2024.04.
4. Lund, H. *Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of Fully Decarbonized Societies*; 3rd ed.; Elsevier Science & Technology: San Diego, 2024; ISBN 978-0-443-14137-9.
5. Khalid, M. Smart Grids and Renewable Energy Systems: Perspectives and Grid Integration Challenges. *Energy Strategy Reviews* **2024**, *51*, 101299, doi:10.1016/j.esr.2024.101299.
6. Lund, H. Large-Scale Integration of Optimal Combinations of PV, Wind and Wave Power into the Electricity Supply. *Renewable Energy* **2006**, *31*, 503–515, doi:10.1016/j.renene.2005.04.008.

7. Pastore, L.M.; Lo Basso, G.; Ricciardi, G.; De Santoli, L. Synergies between Power-to-Heat and Power-to-Gas in Renewable Energy Communities. *Renewable Energy* **2022**, *198*, 1383–1397, doi:10.1016/j.renene.2022.08.141.
8. Parvin, K.; Hossain, M.J.; Arsad, A.Z.; Ker, P.J.; Hannan, M.A. Building Energy Technologies towards Achieving Net-Zero Pathway: A Comprehensive Review, Challenges and Future Directions. *Journal of Building Engineering* **2025**, *100*, 111795, doi:10.1016/j.jobee.2025.111795.
9. Gahleitner, G. Hydrogen from Renewable Electricity: An International Review of Power-to-Gas Pilot Plants for Stationary Applications. *International Journal of Hydrogen Energy* **2013**, *38*, 2039–2061, doi:10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.
10. Nastasi, B.; Lo Basso, G. Hydrogen to Link Heat and Electricity in the Transition towards Future Smart Energy Systems. *Energy* **2016**, *110*, 5–22, doi:10.1016/j.energy.2016.03.097.
11. Wilson, I.A.G.; Rennie, A.J.R.; Ding, Y.; Eames, P.C.; Hall, P.J.; Kelly, N.J. Historical Daily Gas and Electrical Energy Flows through Great Britain's Transmission Networks and the Decarbonisation of Domestic Heat. *Energy Policy* **2013**, *61*, 301–305, doi:10.1016/j.enpol.2013.05.110.
12. Ridjan, I.; Mathiesen, B.V.; Connolly, D. Terminology Used for Renewable Liquid and Gaseous Fuels Based on the Conversion of Electricity: A Review. *Journal of Cleaner Production* **2016**, *112*, 3709–3720, doi:10.1016/j.jclepro.2015.05.117.
13. Lund, H.; Østergaard, P.A.; Connolly, D.; Mathiesen, B.V. Smart Energy and Smart Energy Systems. *Energy* **2017**, *137*, 556–565, doi:10.1016/j.energy.2017.05.123.
14. Mathiesen, B.V.; Lund, H.; Connolly, D.; Wenzel, H.; Østergaard, P.A.; Möller, B.; Nielsen, S.; Ridjan, I.; Karnøe, P.; Sperling, K.; et al. Smart Energy Systems for Coherent 100% Renewable Energy and Transport Solutions. *Applied Energy* **2015**, *145*, 139–154, doi:10.1016/j.apenergy.2015.01.075.

15. Lund, H.; Andersen, A.N.; Østergaard, P.A.; Mathiesen, B.V.; Connolly, D. From Electricity Smart Grids to Smart Energy Systems – A Market Operation Based Approach and Understanding. *Energy* **2012**, *42*, 96–102, doi:10.1016/j.energy.2012.04.003.

16. Lund H.; Mathiesen B.V.; Connolly D.; Ostergaard P.A. Renewable Energy Systems - a Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modelling of 100 % Renewable Solutions. *Chemical Engineering Transactions* **2014**, *39*, 1–6, doi:10.3303/CET1439001.

17. Lund, H. Renewable Heating Strategies and Their Consequences for Storage and Grid Infrastructures Comparing a Smart Grid to a Smart Energy Systems Approach. *Energy* **2018**, *151*, 94–102, doi:10.1016/j.energy.2018.03.010.

18. *Про Схвалення Стратегії Розвитку Розподіленої Генерації На Період До 2035 Року і Затвердження Операційного Плану Заходів з Її Реалізації у 2024 - 2026 Роках;*

19. АНАЛІЗ ПРИКЛАДІВ РОЗРОБЛЕННЯ СЦЕНАРІЇВ ПЕРЕХОДУ ДО ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З НУЛЬОВИМ ВИКИДОМ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПРОГРАМНОГО ПАКЕТУ ENERGYPLAN.

20. Dagoumas, A.S.; Koltsaklis, N.E. Review of Models for Integrating Renewable Energy in the Generation Expansion Planning. *Applied Energy* **2019**, *242*, 1573–1587, doi:10.1016/j.apenergy.2019.03.194.

21. Oberle, S.; Elsland, R. Are Open Access Models Able to Assess Today's Energy Scenarios? *Energy Strategy Reviews* **2019**, *26*, 100396, doi:10.1016/j.esr.2019.100396.

22. Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B.V.; Leahy, M. A Review of Computer Tools for Analysing the Integration of Renewable Energy into Various Energy Systems. *Applied Energy* **2010**, *87*, 1059–1082, doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.026.

23. Lund, H.; Thellufsen, J.Z.; Østergaard, P.A.; Sorknæs, P.; Skov, I.R.; Mathiesen, B.V. EnergyPLAN – Advanced Analysis of Smart Energy Systems. *Smart Energy* **2021**, *1*, 100007, doi:10.1016/j.segy.2021.100007.
24. Hansen, K.; Mathiesen, B.V.; Skov, I.R. Full Energy System Transition towards 100% Renewable Energy in Germany in 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2019**, *102*, 1–13, doi:10.1016/j.rser.2018.11.038.
25. Sorknæs, P.; Djørup, S.R.; Lund, H.; Thellufsen, J.Z. Quantifying the Influence of Wind Power and Photovoltaic on Future Electricity Market Prices. *Energy Conversion and Management* **2019**, *180*, 312–324, doi:10.1016/j.enconman.2018.11.007.
26. Ahmed, F.; Foley, A.; McLoone, S.; Best, R.; Lund, H.; Al Kez, D. Sectoral Coupling Pathway towards a 100 % Renewable Energy System for Northern Ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2025**, *210*, 114939, doi:10.1016/j.rser.2024.114939.
27. Askeland, K.; Bozhkova, K.N.; Sorknæs, P. Balancing Europe: Can District Heating Affect the Flexibility Potential of Norwegian Hydropower Resources? *Renewable Energy* **2019**, *141*, 646–656, doi:10.1016/j.renene.2019.03.137.
28. Sáfián, F. Modelling the Hungarian Energy System – The First Step towards Sustainable Energy Planning. *Energy* **2014**, *69*, 58–66, doi:10.1016/j.energy.2014.02.067.
29. Gota, D.-I.; Lund, H.; Miclea, L. A Romanian Energy System Model and a Nuclear Reduction Strategy. *Energy* **2011**, *36*, 6413–6419, doi:10.1016/j.energy.2011.09.029.
30. Karatayev, M.; Gaduš, J.; Lisiakiewicz, R. Creating Pathways toward Secure and Climate Neutral Energy System through EnergyPLAN Scenario Model: The Case of Slovak Republic. *Energy Reports* **2023**, *10*, 2525–2536, doi:10.1016/j.egyr.2023.09.055.

31. Thellufsen, J.Z.; Lund, H.; Sorknæs, P.; Østergaard, P.A.; Chang, M.; Drysdale, D.; Nielsen, S.; Djørup, S.R.; Sperling, K. Smart Energy Cities in a 100% Renewable Energy Context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2020**, *129*, 109922, doi:10.1016/j.rser.2020.109922.
32. Menapace, A.; Thellufsen, J.Z.; Pernigotto, G.; Roberti, F.; Gasparella, A.; Righetti, M.; Baratieri, M.; Lund, H. The Design of 100 % Renewable Smart Urban Energy Systems: The Case of Bozen-Bolzano. *Energy* **2020**, *207*, 118198, doi:10.1016/j.energy.2020.118198.
33. Ross-Hopley, D.; Rahman, S.; Ugwu, Lord; Ibrahim, H. Techno-Economic Opportunities for Integration of Renewable Energy into the Saskatchewan Energy System Using EnergyPLAN. *Energy* **2025**, *318*, 134903, doi:10.1016/j.energy.2025.134903.
34. <https://Energyplan.Eu/>.
35. Lund, H. Excess Electricity Diagrams and the Integration of Renewable Energy. *International Journal of Sustainable Energy* **2003**, *23*, 149–156, doi:10.1080/01425910412331290797.
36. Lund, H. Large-Scale Integration of Wind Power into Different Energy Systems. *Energy* **2005**, *30*, 2402–2412, doi:10.1016/j.energy.2004.11.001.