

Аналітичний огляд
доповідей, наданих дослідним комітетом SC-C1 “System Development and Economics”
 (“Планування розвитку енергосистем та економіка”) на електронну сесію CIGRE-2020.

О. Агамалов, д.т.н.

На електронну сесію CIGRE-2020 дослідним комітетом SC-C1 “System Development and Economics” (“Планування розвитку енергосистем та економіка”) було надано 59 доповідей, відображаючих світові (представлені доповіді авторами з Європи, Північної та Південної Америки, Азії, Австралії, Японії, Китаю, Індії) актуальні напрямки розвитку по даній тематиці. Далі коротко проаналізовано зміст кожної з доповідей, виконано узагальнення основних напрямків робіт, а також окремо виділені роботи, які на думку автора даного огляду, є актуальними для об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України на її сучасному етапі розвитку.

1. Доповідь C1-101, “Quantifying Extreme Events Impacts Using a Coupled Electricity Economy Model” або в перекладі «Кількісна оцінка наслідків екстремальних подій за допомогою зв'язаної моделі «електроенергія - економіка».

Електроенергетичні системи (ЕЕС) світу змінюються під впливом змін державної політики регулювання, еволюції енергоринків та зміною клімату. В даній доповіді розглянута взаємодія двох потенційних стресових факторів в ЕЕС США: вивід з експлуатації атомних електростанцій та зменшення (відключення) генеруючих потужностей електростанцій через підвищену температуру охолоджуючої води. Виконаний аналіз показує, що для забезпечення надійної роботи ЕЕС США в присутності цих стресових факторів необхідне збільшення виробництва електроенергії електростанціями, працюючими на природному газі для задоволення попиту. Генератори, працюючі на природному газі, яким не потрібна вода для охолодження, мають значення в цьому контексті, незважаючи на дорожчі витрати. Іншим висновком доповіді є те, що вплив взаємодіючих стресових факторів не обов'язково є сумою індивідуальних впливів кожного з даних факторів. Розглядаючи стійкість майбутньої ЕЕС слід систематично досліджувати альтернативні комбінації стресових факторів для забезпечення її надійної та стійкої роботи.

2. Доповідь C1-102, “Methodology for Defining the Configuration of Transmission Lines in Two Simple Circuits Instead of a Double circuit – Approach under Electric and Environmental Aspects and Forced Shutdown Susceptibility” або в перекладі «Методологія визначення конфігурації ліній електропередач у варіантах двох одноланцюгових замість однієї дволанцюгової лінії - підхід з врахуванням електричних та екологічних аспектів та з врахуванням вимушеного відключення».

Метою даної доповіді є представлення методології, в якій зважено всі позитивні та негативні фактори при вирішенні питання побудови двох одноланцюгових паралельних чи однієї дволанцюгової лінії електропередачі (ЛЕП) для ЕЕС Бразилії.

3. Доповідь C1-103, “Brazil’s Power Transmission Grid Geographic Database Regulation” або в перекладі «Положення про географічну базу даних енергосистеми Бразилії».

ЕЕС Бразилії має одну з найбільших у світі систем передачі електроенергії, що з'єднує майже всіх споживачів електроенергії. В даний час система електропередач ЕЕС Бразилії нараховує понад 140 000 км ліній електропередач і більше 600 підстанцій. Інформацією про цю структуру користуються кілька компаній та державних установ. Однак поки що немає бази даних, яка б надійно концентрувала всю інформацію з сектору передачі енергії. Тому Бразильським агентством регулювання електроенергетики (ANEEL) було прийняте рішення щодо розробки бази даних, що об'єднує технічну, географічну та економічну

складові відносно системи передачі електроенергії ЕЕС Бразилії. Ця база даних повинна створити єдину та структуровану систему, яка дозволить вдосконалити нагляд, перегляд тарифів та регулювання державних послуг з передачі електроенергії загалом.

4. Доповідь C1-104, “Development of a Resilient Master Plan For Dominica” або в перекладі **«Розробка стійкого генерального плану відновлення ЕЕС Домініки».**

У вересні 2017 року внаслідок урагану 5 категорії "Марія" ЕЕС острову Домініка була пошкоджена понад 75%. Щоб впоратися з цим згубним впливом на населення та економіку країни уряд Співдружності Домініка вирішив відновити їх електричну мережу стійким способом, щоб протидіяти та обмежити масштаби збитків під час майбутніх ураганів. Спільно з Європейським Союзом (ЄС) такий план було розроблено. В основі розробленого плану застосована методологія, яка підходить до вирішення проблеми двома паралельними способами. З одного боку, розраховуються режими роботи ЕЕС Домініки для надійного забезпечення зростаючого навантаження при найменших витратах. З іншого боку, рівень стійкості ЕЕС визначається кількісно за допомогою аналізу Монте-Карло, в якому враховується працездатність різних технічних засобів ЕЕС на основі їх кривих надійності щодо різних небезпек та середнього часу ремонту. Як висновок, було запропоновано використання у складі ЕЕС Домініки мікромереж, які хоч і є дуже дорогими, але мають великі переваги як з точки зору надійності, так і стійкості енергосистеми. Завдяки проведеному моделюванню та оцінці негативних та позитивних факторів розглянутих різних рішень було виявлено, що кільцеві рішення побудови мережі передавання, де це було можливо, найбільш пристосовані для з'єднання генеруючих потужностей. Також, наприклад для критичних споживачів міста Розо були використані такі стійкі рішення, як підземні переходи та розподілена генерація, а для менш критичних споживачів, які розповсюджені по острову на великих відстанях запропоновано підхід швидкого відновлення як найбільш економічний.

5. Доповідь C1-105, “Improving reliability and stability of supply for industrial customer by grid reinforcement and installation of intra-factory generation” або в перекладі **«Підвищення надійності та стабільності постачання для промислових споживачів за рахунок посилення мережі та встановлення внутрішньозаводської генерації».**

Представлено приклад розвитку електромережі великого промислового підприємства. Розглянуті запропоновані технічні підходи, включаючи оцінки надійності, покращення стійкості та гнучкості роботи локальної енергосистеми за рахунок використання внутрішньозаводських генеруючих потужностей. Представлене рішення є елементом аналізу розвитку, проведеного в Польщі для підвищення надійності постачання для важливих промислових споживачів.

6. Доповідь C1-106, “Multicriterial analyses and selection of the best option for revitalization and development of the southern part of Croatian 400 kV network and connection to the power system of Bosnia and Herzegovina” або в перекладі **«Багатокритеріальний аналіз та вибір найкращого варіанту для відновлення та розвитку південної частини хорватської мережі 400 кВ та підключення до енергосистеми Боснії та Герцеговини».**

В роботі представлені основні результати дослідження, що охоплює технічну, економічну, фінансову, географічну, екологічну, соціальну та правову оцінку визначення місцезнаходжень нових вузлів, внутрішніх та зовнішніх ліній електропередач, а також потенційне оновлення /заміна існуючого основного електрообладнання напругою 220 кВ мережі ЕЕС Хорватії, з врахуванням її підключення до ЕЕС Боснії та Герцеговини. Для обраного оптимального топологічного сценарію розвитку мережі підготовлені детальні розрахунки надійності ЕЕС, технічні рішення, економічні розрахунки та екологічний аналіз, включаючи оцінку його впливу на тарифи на передачу в кожній із країн. Вплив проекту розраховувався з урахуванням: якості повітря, якості води, поведінки з

відходами, шуму, біологічного різноманіття, електромагнітного поля, соціальних заходів та заповідних територій.

7. Доповідь C1-107, “Planning Studies for Connection of 500 MW Photovoltaic Power Plant to Oman Grid at Ibri” або в перекладі «Планові дослідження для підключення фотоелектричної електростанції потужністю 500 МВт до оманської мережі в Ібрі».

Розглянуті техніко-економічні дослідження щодо підключення фотоелектричної електростанції потужністю 500 МВт до основної мережі ЕЕС Оману в Ібрі. Було запропоновано та порівняно три варіанти підключення з урахуванням вартості, відповідності стандарту безпеки передачі, технічних характеристик, можливостей транспортування, екологічних умов, оцінки ризику поєнвн та безпеки. Професійне програмне забезпечення DIgSILENT PowerFactory було використано для аналізу різних режимів роботи фотоелектричної електростанції потужністю 500 МВт (номінальний режим, 3-фазне коротке замикання, 1-фазне коротке замикання, (N-1) непередбачений випадок і (N-M-1) непередбачений випадок). Також були виконані дослідження частотних характеристики ЕЕС Оману при відключенні фотоелектричної електростанції потужністю 500 МВт.

8. Доповідь C1-108, “OPEX benchmarking exercise amongst GCC Transmission Utilities” або в перекладі «Тестова вправа розрахунку операційних витрат (OPEX) для порівняльного аналізу серед операторів системи передачі GCC».

У всьому світі існують різні методи порівняльної оцінки операційних витрат систем передачі електроенергії. Ускладнення можуть виникнути при порівнянні супутніх витрат на технічне обслуговування. Кожна енергокомпанія – оператор системи передачі використовує різні методи для їх обчислення. Отже, завжди складно зіставити вартість обслуговування на рівних засадах серед операторів системи передачі. В даній роботі представлений аналіз даних, отриманих від восьми операторів системи передачі GCC Аравійського півострова (National Grid Саудівська Аравія, EWA Бахрейн, MEW Кувейт, OETS Оман, TRANSCO Абу-Дабі, DEWA Дубай, KAHRAMAA Катар та GCCIA як загальний оператор), що стосуються операційних витрат, та висвітлено результати їх порівняльного аналізу.

9. Доповідь C1-109, “Sizing of the Series and Shunt Compensation of the COA-WOA Interconnection and Impacts on the Maximum Transfer Capacity” або в перекладі «Оптимальний вибір послідовної та шунтової компенсації взаємозв’язку COA-WOA та вплив на максимальну передавальну здатність».

В доповіді розглянуті дослідження по оптимальному вибору послідовної та шунтової компенсації та вибору найкращої топології ліній передачі змінного струму для зв’язку між ЕЕС «Кассім» (COA) та ЕЕС «Медіна-Схід» (WOA) ОЕС Саудівської Аравії з кінцевою метою збільшення максимальної передачі потужності між цими двома регіонами, одночасно оцінюючи втрати електроенергії на транспортування, зміну (профіль) напруги вздовж взаємозв’язку та на кінцевих підстанціях.

10. Доповідь C1-110, “Techno-Economic Evaluation of 1500MW Generation Connection to the Main Interconnected Transmission System in Oman” або в перекладі «Техніко-економічна оцінка підключення генерації 1500 МВт до ОЕС Омана».

Представлені техніко-економічні дослідження підключення до ОЕС Оману нової електростанції потужністю 1500 МВт в околицях Ібрі, яка була введена в експлуатацію в квітні 2019 року. Було проаналізовано чотири варіанти підключення нової електростанції до ОЕС Оману через лінії електропередачі 220 кВ або 400 кВ та обрано найбільш ефективний фінансово та технічно варіант з меншим операційним ризиком. Оцінка кожного варіанту була проведена на підставі таких міркувань щодо ефективності: відповідність стандарту безпеки передачі (TSS), капітальних витрат, чистої поточної

вартості (NPV), екологічних міркувань, безпеки та оцінки ризику повеней. Втрати потужності також враховувались при розрахунку NPV. Відповідність вимогам TSS оцінювали за допомогою дослідження як усталених так і перехідних режимів для різних рівнів навантажень, виконання критеріїв N, (N-1), (N-M-1), рівні струмів короткого замикання (СКЗ) та динамічної стійкості.

11. Доповідь C1-111, “A methodology to compute resilience indicators for the Italian Transmission System” або в перекладі «Методологія розрахунку показників стійкості для італійської системи передачі».

В доповіді запропоновано методологію, розроблену спільно операторами систем передачі RSE та Terna ОЕС Італії, для оцінки довгострокового показника стійкості та визначення пріоритетних заходів щодо посилення мережі. Дана методологія проектування компонентів та планування мережі, з врахуванням метеорологічних даних, зосереджується на подіях із мокрим снігом як на головній причині відмов в італійських мережах високої та зверх високої напруги, та оцінює період відновлення електрообладнання цих мереж починаючи з часу відновлення повітряних ліній (ПЛ), підстанції, та синхронізації мереж. Період відновлення ПЛ оцінюється за допомогою методу, заснованого на досвіді експлуатації, з урахуванням набору даних про зареєстровані відмови та відповідні погодні умови (з точки зору навантаження проводів мокрим снігом та ожеледі).

12. Доповідь C1-112, “Elicitation of Structured Expert Judgement to estimate the probability of a major power system unreliability event” або в перекладі «Визначення структурованого експертного судження для оцінки ймовірності значного порушення в роботі енергосистеми».

Стійкість ЕЕС пов'язана з запобіганням порушень в їх роботі, а у разі виникнення перехідних процесів утримання параметрів режиму роботи в допустимих межах та відновлення усталеного режиму якомога швидше та безпечніше. Зафіксовані у всьому світі протягом багатьох років системні аварії ЕЕС мали низку загальних явищ (причин), наприклад каскадні відключення, нестабільність (лавина) частоти або напруги. Однак конкретна траєкторія розвитку подій щоразу відрізнялася, що залежало від складної та невизначеної поведінки системи та дій оперативного персоналу. Тому використання моделювання для оцінки ймовірності відключення конкретної регіональної ЕЕС або цілої ОЕС країни надзвичайно складно. В даній доповіді розглянутий підхід до оцінки ймовірності системної аварії ЕЕС з використанням структурованого експертного судження, що застосовується у багатьох галузях, де необхідно розуміти основні ризики стосовно явищ, які не піддаються моделюванню. Викладається концептуальна модель системної аварії ЕЕС та описується як вона була використана групою експертів, включаючи фахівців з ПЛ, релейного захисту та автоматики (РЗА), генеруючого обладнання та інших, для оцінки ймовірності розвитку порушення в роботі системи, що може поширюватися по різних траєкторіях. Даний підхід передбачає наступні етапи:

(i) експерти оцінюють не тільки ймовірність виникнення події, але й діапазон невизначеності її виникнення (тобто ймовірностний діапазон виникнення події), що використовується для формалізації зважених відповідей експертів.

(ii) висловлюється власне судження кожного експерта відносно всього процесу.

Модель системи високого рівня - це дерево подій, засноване на ініціюючих або попередніх подіях, які є порушеннями нормальних робочих меж режимів роботи ЕЕС: низька частота, низька напруга, перевантаження або низькочастотні коливання в системі, що визначає траєкторії загальносистемної частоти, нестабільності напруги або розділення (розсинхронізації) по визначених перетинах, що призводить до виходу з ладу всієї ЕЕС.

13. Доповідь C1-113, “Planning for 100% Variable Renewable Energy (VRE) on an Island Power System” або в перекладі «**Планування використання 100% змінних відновлюваних джерел енергії (ЗВДЕ) в острівній енергосистемі**».

Острівні ЕЕС можуть працювати з високою або 100% генерацією на основі змінних відновлюваних джерел енергії (ЗВДЕ). В доповіді як такі джерела розглядаються також синхронні генератори, привід яких (дизельний мотор, турбіна з котлом) працює на біопаливі або газі із сміттєвих відходів. Відзначається, що теоретично ЕЕС можуть працювати без синхронної генерації, якщо використовуються ЗВДЕ з інверторами, що ведуть мережу (англомовний вираз «grid forming inverters») та синхронні компенсатори.

14. Доповідь C1-114, “Development of Resilience Issues and Challenges in the SEERC Region” або в перекладі «**Розвиток питань стійкості та виклики у регіоні SEERC**».

В роботі розглянута діяльність Регіональної ради Південно-Східної Європи CIGRE (SEERC), пов'язана з питанням забезпечення стійкості електричних мереж. Перша частина доповіді орієнтована на представлення технічних та економічних характеристик ЕЕС країн регіону SEERC. У другій частині розглянуто досвід забезпечення стійкості ЕЕС різних країн регіону SEERC після великих погодних катастроф та загрозованих подій в результаті кібератак. В останній частині статті проаналізовано інноваційні заходи щодо посилення стійкості ЕЕС країн регіону SEERC.

15. Доповідь C1-115, “Bulk System Planning Aiming to Improve System Resilience” або в перекладі «**Системне планування з метою підвищення стійкості енергосистеми**».

Розглянуто питання збільшення пропускної спроможності регіональних ліній зв'язку в ОЕС Японії через район Кансай де використовувалась топологія двомаршрутних замкнених повітряних ліній (кілець) щоб не допустити лавини (колапсу) напруги в ОЕС у випадку аварії з відключенням (розімкнення) одного з кілець. Для збільшення пропускної спроможності даного перетину було прийнято рішення введення в роботу ще одного транзитного кільця, а не добудови паралельних ліній електропередач для обмеження струмів короткого замикання, з врахування розташування електростанцій в ОЕС та обмеження розвитку системних аварій в ОЕС Японії. Використання простих топологій системи передачі є одним із способів запобігти краху всієї системи. Крім того, в такому випадку розвитку ОЕС можливо встановити критерії, що враховують вплив аварії типу N-4 для покращення стійкості.

16. Доповідь C1-116, “North Sea Wind Power Hub: System Configurations, Grid Implementation and Techno-economic Assessment” або в перекладі «**Центр вітроенергетики Північного моря: конфігурації системи, впровадження мережі та техніко-економічна оцінка**».

У 2017 році датські та нідерландські оператори систем передачі (ОМС) Energinet та Terna оголосили про проект Північноморського енергетичного центру вітру (NSWPH). Проект спрямований на збільшення до 36 ГВт прибережної вітрової потужності Північного моря, при цьому штучний острів вітрових електростанцій (ВЕС) збирає всю потужність, що виробляється вітровими турбінами, і кілька ланок ліній постійного струму високої напруги HVDC передають цю потужність в наземні мережі ОЕС Данії та Нідерландів. В доповіді представлений аналіз щодо проектування та експлуатації такої офшорної системи ВЕС. Виконана техніко-економічна оцінка різних конфігурацій ЕЕС NSWPH для збору потужності ВЕС та її передачі до концентратора. Результати показують, що для NSWPH відстань між вітровими електростанціями та концентратором становить менше 50 км. На таких коротких відстанях немає переваг у використанні систем низької частоти змінного струму. На основі попереднього економічного аналізу показано, що номінальна напруга 220 кВ є кращою для великих відстаней. Тільки на відстані нижче 20 км кращий варіант - 66 кВ. Витрати на кабелі та прокладку кабелів домінують у загальній вартості і роблять варіант низької напруги непривабливим. Ці результати

свідчать про те, що напруга 220 кВ та частота 50 Гц є найкращим рішенням для офшорної мережі ЕЕС NSWPH. Другий аналіз пов'язаний з різницею в роботі ЕЕС з низькою або нульовою інерцією. Для кожної з конфігурацій були проведені різноманітні динамічні дослідження, щоб визначити належні дії управління для забезпечення стійкості та отримані висновки:

- у конфігурації з нульовою інерцією коливання напруги та частоти краще згасають для розглянутих сценаріїв. Більш того, активна потужність передається швидше між партнерськими операторами передачі.
- у конфігурації з нульовою інерцією великі збурення, що призводять до дисбалансу активної потужності офшорної системи, миттєво поширюються на взаємопов'язані прибережні мережі та можуть призвести до відхилень частоти.
- у низькоінерційній конфігурації такого швидкого розповсюдження великих збурень вдається уникнути завдяки кінетичній енергії, що зберігається в синхронному компенсаторі. Це зменшує вплив офшорних порушень в роботі на взаємопов'язані берегові мережі.

Таким чином, порівнюючи результати моделювання знайдено, що коливання напруги та частоти краще демпфуються, як це не дивно, в системі з нульовою інерцією. Ризик поширення перехідних процесів внаслідок збурень в офшорній зоні на підключені ЕЕС материка пом'якшується за рахунок включення синхронних компенсаторів. Також виконано порівняння моделей для розрахунку електромагнітних перехідних процесів (ЕМТ) та розрахунків в фазорних координатах (також відомих як з використанням середньоквадратичних значень параметрів), щоб зрозуміти їх доцільність моделювання при низькій та нульовій інерції системи. Результати показують, що можна застосовувати апроксимаційне моделювання з використанням фазорних величин, якщо тільки власні частоти коливань в офшорній мережі швидко затухають.

17. Доповідь C1-117, “Software and hardware complex for making decisions on the impact on power grid equipment, taking into account its technical condition and importance index using modern methods of diagnostics and data processing” або в перекладі «Програмно-апаратний комплекс для прийняття рішень щодо впливу на електромережу обладнання, з урахуванням його технічного стану та індексу важливості із застосуванням сучасних методів діагностики та обробки даних».

В роботі розглянуто програмно-технічний комплекс для планування об'ємів ТОіР електрообладнання з урахуванням його технічного стану та індексу важливості для функціонування ЕЕС, із застосування сучасних методів діагностики та обробки даних, що дозволяє оптимізувати витрати на проведення ТОіР.

18. Доповідь C1-118, “Economic and social Contribution from Red Electrica Group Investments” або в перекладі «Економічний та соціальний внесок інвестицій групи Red Electrica Group».

Обґрунтування проектів будови нових ліній електропередач є важливою інформацією як для тих, хто приймає рішення, так і для зацікавлених сторін та суспільства загалом. Ось чому аналіз вигод та витрат, що оцінює їх протягом усього часу тривалості проекту, використовується при обґрунтуванні проектів розвитку ЕЕС. Методологія, розроблена Red Eléctrica Group (REE) у співпраці з CEPREDE2, дозволяє оцінити економічний вплив певної інвестиції або проекту не тільки в конкретній країні, як Іспанія, але і на світову економіку, враховуючи глобальний ланцюжок вартості та весь генерований дохід від непрямих та індукованих ефектів, отриманих після початкових прямих інвестицій. Основним висновком цієї роботи є те, що ми можемо за послідовною методологією оцінити деякі позитивні зовнішні ефекти, пов'язані з розробкою проектів розвитку ЕЕС. Ця інформація може допомогти зацікавленим сторонам зрозуміти переваги проекту та покращити соціальне та політичне прийняття, що забезпечить більш швидку реалізацію

проектів за рахунок зменшення часу отримання необхідних дозволів і, зрештою, це може дозволити покращити стійкість системи.

19. Доповідь C1-119, “Research on Practical Method for Optimizing Energy Storage Capacity with Large-scale Offshore Wind Power” або в перекладі «Дослідження практичного методу оптимізації ємності накопичувача енергії з потужною вітроелектростанцією».

На відміну від традиційних генеруючих потужностей, виробництво електроенергії вітряними електростанціями (ВЕС) характеризується в залежності від сили вітру випадковістю та нестабільністю. Завдяки потужним обмінним процесам зв'язку «океан-атмосфера», більш інтенсивна невизначеність характерна для офшорної енергії вітру (тобто ВЕС, розташованих в береговій зоні), ніж для ВЕС, розташованих на материку. Відповідно, широкомасштабне впровадження та інтеграція офшорних ВЕС в ЕЕС країн світу поставить великі виклики для регулювання пікового навантаження, регулювання частоти, напруги та забезпечення надійної та стійкої роботи. Для вирішення даної проблеми в роботі запропоновано практичний метод оптимізації ємності накопичувача енергії, що працює спільно з великою офшорною ВЕС. З точки зору планування ЕЕС та інженерного застосування запропонований спосіб можна розділити на три аспекти: вибір типів накопичувачів енергії, оптимізація потужності накопичувачів енергії та всебічний аналіз переваг та недоліків для застосування накопичувачів енергії. Метою оптимізації ємності накопичувача енергії є мінімізація витрат на розподіл накопичувачів енергії при можливості забезпечення якості електроенергії, що виробляється офшорною ВЕС. Запропонований метод застосовується для аналізу потужності накопичувача енергії Гуандунської електромережі в Південному Китаї з потужною офшорною ВЕС.

20. Доповідь C1-120, “Theoretical Analysis and Operational Practice of Pure Renewable Energy Power Supply in Europe and China” або в перекладі «Теоретичний аналіз і експлуатаційна практика енергозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії в Європі і Китаї».

Енергозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на даний час використовується в ОЕС Португалії, Великобританії, Китаю та інших країн світу. Зі збільшенням потужності ВДЕ ЕЕС стикаються з проблемою критично низької доступної інерції обертових мас генеруючих потужностей, що впливає на стійкість роботи при великих збуреннях. Важливо враховувати гранично низькі межі інерції, що впливають на частотні характеристики та функціонування ЕЕС при збуреннях типу N-1 або гірших. Результати роботи показують, що обмеження відхилень частоти можуть допомогти ЕЕС запобігти нестабільності частоти після надзвичайних ситуацій, а лінії зв'язку змінного/постійного струму можуть забезпечити підтримку інерції та частоти для систем з високим проникненням відновлюваних джерел, передаючи небаланс потужності з сусідніх ЕЕС.

21. Доповідь C1-121, “Fault Current Limiter using Series Reactors in Indian Power System” або в перекладі «Обмежувач струму короткого замикання з використанням послідовних реакторів в індійській енергосистемі».

В роботі розглянуто використання послідовних реакторів в ОЕС Індії для обмеження струмів короткого замикання (СКЗ). Обговорені різні аспекти використання послідовних реакторів в енергосистемі, такі як економічні вигоди від використання послідовних реакторів порівняно з модернізацією обладнання розподільного пристрою, що відповідає вищим рівням короткого замикання, вибором номінальних параметрів реакторів та його розміщенням на підстанції, роботою послідовних реакторів в усталеному та перехідних режимах. Також були розглянуті запобіжні заходи щодо керуванням перехідною напругою відновлення при комутації послідовними реакторами сухого типу з повітряним охолодженням. Описуються практичні результати, отримані при монтажі та введенні в експлуатацію послідовних реакторів 400 кВ на повітряних лініях та існуючих підстанціях Ballabhgarh та Mandola в ОЕС Індії.

22. Доповідь C1-122, “New Requirements for Grid Codes to Increase Resilience of Power Grids under Severe Natural Disasters” або в перекладі «**Нові вимоги до мережевих кодексів для підвищення стійкості електричних мереж під впливом серйозних стихійних лих**».

Після реструктуризації електромереж були введені нові правила відповідно до мережевого кодексу для кращого контролю над генеруючими компаніями, операторами передачі та споживачами. Зі зростанням руйнівних стихійних лих, спричинених зміною клімату, зростанням споживання електроенергії, для забезпечення стійкості ЕЕС всі основні аспекти мережевих кодексів повинні бути переглянуті для забезпечення необхідного рівня стійкості енергосистем.

23. Доповідь C1-123, “Major flooding resilience of a substation” або в перекладі «**Велика стійкість підстанції від підтоплення**».

Для того, щоб зменшити вразливість державної мережі передачі електроенергії в ОЕС Франції компанія RTE у співпраці з французьким оператором розподільчої мережі Enedis розробляє технічні заходи для покращення стійкості підстанцій під час великої повені. Мета полягає в тому, щоб значно скоротити час, необхідний для нормалізації електропостачання постраждалих територій, а не продовжувати постачати затоплених споживачів за будь-яких обставин. Підстанції RTE, які зараз будуються, включають стійкість до повені до своїх будівельних стандартів. Для старих підстанцій у технічній стратегії RTE враховуються дві ситуації, залежно від технічного залишкового ресурсу підстанції в зоні повені. Поточна стратегія полягає у піднятті електрообладнання, яке може бути затоплене, на певну висоту. Альтернативне рішення, яке може бути більш ефективним, побудова дамби або стіни навколо підстанції.

24. Доповідь C1-124, “Development of Power Transmission System Interconnections in South-Asian Region” або в перекладі «**Розвиток взаємозв'язків систем передачі електроенергії в Південно-Азійському регіоні**».

Розглянуто розвиток міжсистемних зв'язків між ОЕС Індії та ОЕС сусідніх країн: Непала, Бутана, М'янми, Бангладеш, Шрі-Ланки. Індія планує встановити відновлювані джерела енергії потужністю близько 175 ГВт до 2022 р. та 450 ГВт після 2022р. Очікується, що між Індією та цими країнами буде створено багато високовольтних міжсистемних зв'язків, що призведе до створення спільного енергоринку електроенергії.

25. Доповідь C1-125, “A coordinated approach to transparency and harmonised criteria for TSOs reporting on power systems in Med-TSO” або в перекладі «**Злагоджений підхід до прозорості та гармонізованих критеріїв операторів передачі енергосистем в Med-TSO**».

Med-TSO є Асоціацією середземноморських операторів систем передачі (TSO) для електроенергії 19 країн Середземномор'я, яка має на меті сприяти інтеграції середземноморських енергетичних систем та сприяти безпеці та соціально-економічному розвитку в регіоні. Основним висновком роботи, проведеної технічними комітетами Med-TSO, є те, що узгодження прозорості та звітності щодо енергосистем є не тільки основною функцією Med-TSO, але також представляє можливість обміну знаннями та нарощування потенціалу серед TSO, і забезпечує фундаментальною інформацією зацікавлені сторони у секторі електроенергетики. Представлена робота є першим кроком, оскільки, поки застосовується практична реалізація, проводиться нова робота з метою вдосконалення та розширення інформації, якою TSO зможуть ділитися як в рамках Med-TSO, так і з зацікавленими сторонами та громадськістю.

26. Доповідь C1-126, “Photovoltaic power plant design for high voltage substation utilities” або в перекладі «**Проектування фотоелектричної електростанції для забезпечення власних потреб підстанцій високої напруги енергосистем**».

У роботі було представлено рішення використання позамережевої фотоелектричної системи зі свинцево-кислотним акумулятором для забезпечення власних потреб підстанції високої напруги енергосистеми.

27. Доповідь C1-127, “Mathematical model of power system’s dynamic stiffness and used it for resilience planning at increasing renewable power mix” або в перекладі «**Математична модель динамічної жорсткості енергосистеми та її використання для планування стійкості при збільшенні потужності відновлюваних джерел енергії**».

В даній роботі запропоновано нову структуру керування для перетворювачів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ-П), що базується на математичній моделі динамічної жорсткості енергосистеми (ДЖ) та визначається для її деякої шини і як відношення фазора приросту повної потужності ΔS (впорскування в шину і витікання потужності з шини) до фазора приросту кута ротора (або навантаження, якщо для ЛЕП) $\Delta\delta$ на шині i , де ми можемо спостерігати деякі збурення. Запропоновано нову структуру керування для ВДЕ-П – мережа ведучий/ведений керування (МВВК), в якій для «жорсткої» електромережі з великими значеннями ДЖ, використовується режим роботи ВДЕ-П, що слідує за електромережею, а для електромережі з малими значеннями відносно заданого порогового значення ДЖ, використовується режим роботи ВДЕ-П, що веде за собою електромережу, що запобігає небажаній взаємодії ВДЕ-П при їх паралельній роботі.

28. Доповідь C1-128, “Reliability assessment for Integration of Renewable Energy Projects In the National Electric System of Jordan” або в перекладі «**Оцінка надійності інтеграції проектів відновлюваної енергетики в ОЕС Йорданії**».

Для оптимальної інтеграції ВДЕ в ОЕС Йорданії необхідно забезпечити оптимальне керування генеруючими потужностями ТЕС без обмеження кількості режимів «пуск-зупинка». Для досягнення цієї мети необхідно переглянути мережевий кодекс ОЕС Йорданії. В той же час, аналіз технічних даних ТЕС ОЕС Йорданії показує, що вони призначені для покриття базового навантаження, отже мета зняти обмеження кількості запусків не може бути досягнута, оскільки ТЕС не призначені для щоденного запуску та зупинки. Тому, щоб запобігти ризику скорочення потужності ВДЕ, запропоновано використання гідроакumuлюючої електростанції (ГАЕС), верхня водойма якої може зберігати велику кількість енергії (сотні ГВт-год). Збільшення експорту енергії до Сирії, Західного берега та Іраку також дозволить зменшити скорочення генеруючих потужностей ВДЕ в ОЕС Йорданії.

29. Доповідь C1-129, “Transmission Expansion Planning for System Resilience using Convex Relaxation” або в перекладі «**Планування розширення системи передачі для забезпечення стійкості системи з використанням опуклої релаксації**».

У цій роботі представлена методологія планування розширення системи передачі для підвищення стійкості та надійності енергосистеми. Моделі змішаного цілого лінійного програмування (MILP) та змішаного цілого числа конусного програмування другого порядку (MISOCP) для запропонованої задачі представлені з урахуванням рівнів надійності через умовне значення ризику (CVaR), рівняння потоку потужності через опуклі релаксації і лінійні наближення, що представляють втрати в лінії та потоки потужності. Крім того, ці моделі оптимізують експлуатаційні витрати, інвестиційні витрати та вартість забезпечення надійності, які обмежуються багатоступеневими ланками розширення, роблячи це складною проблемою прийняття рішень.

30. Доповідь C1-130, “Increase resilience through investment in transmission, replacing expansion in distribution” або в перекладі «**Підвищення стійкості за рахунок інвестицій у систему передачі, замінюючи розширення в розподілі**».

Пропонується методологія аналізу, що пов'язує вимоги безпеки, якості обслуговування та якості продукції в електророзподільній мережі з модифікаціями та розширеннями як передавальної, так і розподільчої мереж. Основна ідея полягає в оцінці різних конфігурацій як для передавальної, так і для розподільчої мереж, з технічної та економічної точки зору, щоб знайти найбільш економічно вигідне спільне рішення,

одночасно досягнувши нормативних вимог як безпеки, так і якості обслуговування в розподільчих мережах.

31. Доповідь C1-201, “Economic and environmental benefits of electric vehicle smart charging in a large-scale EV integration scenario in France” або в перекладі «Економічні та екологічні переваги розумної зарядки електромобілів у масштабному сценарії інтеграції електромобілів у Франції».

Перехід до низьковуглецевої економіки передбачає зміну способу транспортування вантажів та людей. Одним із шляхів досягнення цього може бути електрифікація автомобілів. Хоча швидкість, з якою це може статися, є дуже невизначеною, кількість електромобілів, як очікується, значно зросте у найближчі роки. Виробники автомобілів та державні органи орієнтуються на 7-16 мільйонів одиниць у Франції до 2035 року, що є значним викликом як для енергетичного, так і для транспортного секторів. Мета даної роботи - оцінити здатність французької енергосистеми забезпечити енергопостачання декількох мільйонів електромобілів та оцінити потенційні вигоди, пов'язані з різними типами розумної зарядки (від простих тарифів в залежності від часу зарядки до тарифів, що враховують динамічні сигнали керування з використанням електромобілів у режимах «генератор-споживач» для балансування енергосистеми) в рамках аналізу економічної ефективності.

32. Доповідь C1-202, “Integration of Electric Vehicles in a Highly Penetrated Renewable Energy Market” або в перекладі «Інтеграція електромобілів в енергоринок зі значними генеруючими потужностями відновлюваних джерел енергії».

В дослідженні показано, що енергосистема з високим рівнем фотоелектричного генерування отримує вигоду від електрифікації транспорту і що дана користь може бути збільшена, якщо застосовувати розумні стратегії заряджання, засновані на динамічних цінах вартості зарядки в залежності від потужності сонячної генерації. Наслідки політики для інтелектуального заряджання полягають у тому, що інфраструктуру зарядки потрібно розширити, щоб електромобілі могли заряджатись протягом дня.

33. Доповідь C1-203, “Power Market Development in the Greater Mekong Sub-region” або в перекладі «Розвиток ринку електроенергії у субрегіоні Великого Меконгу».

Розглянуті економічні переваги інтеграції енергосистем в межах субрегіону Великого Меконгу: уникнення додаткових інвестицій у виробництво, відкладення необхідності в модернізації національної електромережі, зменшення рівня викидів вуглецю.

34. Доповідь C1-204, “Advances in probabilistic analyses addressing enhanced electrification of end-uses and the progressive decarbonisation of the generation fleet” або в перекладі «Досягнення імовірнісного аналізу відносно посиленої електрифікації кінцевих споживачів та прогресивної декарбонізації генераторних потужностей».

В роботі розглянуто використання інфраструктури електромобілів для зменшення викиду парникових газів в Італії та вплив розвитку парку електромобілів на збільшення генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії.

35. Доповідь C1-205, “A Whole Energy Systems Study - The Glasgow Energy Operator” або в перекладі «Дослідження цілої енергетичної системи - енергетичний оператор Глазго».

В доповіді представлена концепція місцевого оператора енергетичної системи (LESO), що забезпечує взаємодію між різними операторами розподільчих мереж з цілісним поглядом на енергозабезпечення локального регіону та маючим доступ до використання необхідних активів в електричних та газових мережах. Концепція LESO продемонстрована з використанням моделі, що представляє електричні та газові мережі району міської ради міста Глазго, та ілюструє здатність LESO оптимізувати використання електроенергії та

газу від різних операторів систем передачі для досягнення конкретних цілей за витратами та інтенсивністю викидів, а також для координації місцевих інвестицій в мережі.

36. Доповідь C1-206, “Power Systems in the context of district heating and cooling networks as an integrated energy system approach – Regulations and Business Cases within the IEA DHC Annex TS3” або в перекладі «Енергосистеми в контексті мереж централізованого теплопостачання та охолодження як підхід до інтегрованої енергетичної системи - Правила та випадки використання в Додатку TS3 IEA DHC».

Інтегровані енергетичні системи поєднують енергосистеми, централізоване опалення, кондиціювання та газові мережі і тим самим забезпечуючи зберігання та розподіл енергії між різними типами інфраструктури. Попит та пропозиція у цих різних сферах регулюються за допомогою різних правил та моделей, і у випадку інтеграції цих процесів можливо досягнення ефектів синергії у виробництві, зберіганні та споживанні. Комплексний підхід може підвищити надійність, гнучкість, безпеку та ефективність забезпечення споживачів. Більше того, таке об'єднання збільшує використання місцевих відновлюваних джерел енергії, уникаючи проблем у розподільчих мережах, а також втрат при передачі. Крім того, гібридні енергетичні мережі є перспективною можливістю керувати та пом'якшувати тимчасові дисбаланси попиту та пропозиції в енергетичних системах з високою часткою не прогнозованих відновлюваних джерел енергії (фотоелектричної та вітрової). Додаток TS3 IEA DHC забезпечує цілісний підхід до проектування та оцінки схем гібридизації, зосереджуючи увагу на мережах централізованого теплопостачання та кондиціювання та розглядаючи як технічні (конфігурація системи, операційна стратегія), так і стратегічні аспекти (бізнес-моделі, нормативна база).

37. Доповідь C1-207, “Dispatch of Multi-Energy Systems with district heating network considering the renewable power generation uncertainties” або в перекладі «Диспетчеризація енергосистем з мережею централізованого теплопостачання з урахуванням невизначеності щодо виробництва відновлюваної енергії».

Електрифікація системи опалення та транспорту полегшує процес інтеграції ЕЕС з технологіями електромобілів та централізованого опалення. В роботі представлена та змодельована енергетична система, що складається з виробництва відновлюваної енергії, електромобілів, теплосховищ, електричних теплових насосів, накопичувача енергії, щоб максимізувати свою економічну ефективність та екологічні переваги. Невизначеність генеруючої потужності відновлюваних джерел енергії враховується за допомогою методу кластеризації (K-середнього) для формування репрезентативних сценаріїв, тоді як потреба в теплі імітується з прогнозом зовнішньої температури на добу наперед. Диспетчеризація системи за гнучким ціновим сигналом змодельована для мінімізації енергетичних витрат та викидів вуглекислого газу з кількома прикладами, використаними для перевірки застосовності запропонованої моделі. Чисельні результати підтверджують ефективність запропонованої моделі, оскільки вартість енергії системи нижча імпорту електроенергії від енергосистеми.

38. Доповідь C1-208, “Optimising Energy Efficiency Business Model in industry sector for utility” або в перекладі «Оптимізація бізнес-моделі енергоефективності в галузевому секторі для енергосистеми».

Розглянута розробка програми енергоефективності з обмеженням в галузі промисловості Таїланду.

39. Доповідь C1-209, “Installation and Test Result of Regenerative Braking System in Electrified Railways” або в перекладі «**Результат встановлення та випробування рекуперативної гальмівної системи на електрифікованих залізницях**».

Пристрої для накопичення енергії - це корисне обладнання, що використовується для енергозбереження та повторного використання. Основні застосування системи накопичення енергії (ESS) можна визначити як згладжування піків споживаної потужності (PS), інтеграція відновлюваних джерел (RI), регулювання частоти (FR) та енергозабезпечення віддаленої мікромережі (MG). Крім того, системи накопичення енергії використовуються для рекуперативного гальмування залізничних вагонів, для повторного використання витраченої енергії, стабілізації залізничної енергетичної системи та затримки старіння електричного обладнання, викликаного коливаннями напруги. Певна кількість енергії неодноразово генерується при гальмуванні залізничних транспортних засобів, для чого ESS може бути доступною для економії енергії та підвищення ефективності її використання. З економічних причин замість суперконденсатора, який найчастіше використовується, можна застосовувати літій-іонну батарею, при цьому вплив ESS на енергозбереження може скласти близько 14,6%.

40. Доповідь C1-210, “Impact of Decarbonization on Transmission Network Planning and Delivery: comparing the German and Chilean Experiences” або в перекладі «**Вплив декарбонізації на планування та доставку електроенергії в електромережі: порівняння досвіду Німеччини та Чилі**».

В роботі детально порівняно та обговорено вдосконалення процесу планування мереж ОЕС Чилі та Німеччини та принципів планування, а також показані відповідні результати планування у світлі поточних процесів енергетичного переходу в обох країнах.

41. Доповідь C1-301, “Software Tool for Automation of Transmission Margin Calculation of the Brazilian Interconnected Power System” або в перекладі «**Програмний засіб для автоматизації розрахунку запасу передачі бразильської взаємопов'язаної енергетичної системи**».

Розглянуто програмне забезпечення для автоматизації розрахунку запасу передачі ОЕС Бразилії з урахуванням різних критеріїв. Результати генеруються як файли .csv, які можна легко імпортувати в електронні таблиці, а потім користувачеві вільно формувати. Отримані результати для реального випадку в ОЕС Бразилії доводять правильність розрахунків та відповідність реалізованого алгоритму.

42. Доповідь C1-302, “A planning methodology for HVDC interconnectors and grids considering security related costs” або в перекладі «**Методологія планування міжсистемних зв'язків HVDC з урахуванням витрат на безпеку електромережі**».

В роботі представлена методологія планування розширення передачі (TNEP), яка може бути використана оператором систем передачі як інструмент прийняття рішень. За допомогою цієї методології можна визначити оптимальне розширення мережі високовольтного постійного струму (HVDC) для транснаціональних сполучень, а також вбудованих систем HVDC в зоні синхронної передачі. TNEP сформульований як багатоперіодична проблема оптимізації, і як такий, отримано оптимальний план розширення для ряду репрезентативних зразків виробництва та попиту, що допомагає фіксувати невизначеність, спричинену відновлюваними джерелами енергії. Розроблена методологія дозволяє розділити інвестиційні рішення для ліній високої напруги та перетворювачів. Таким чином, точкові та повністю зв'язані мережі HVDC можна отримати як оптимальне рішення та проміжні точки підключення, наприклад відведення можна визначити у наборі кандидатів на розширення. Запропонована методологія використовує оптимізацію інвестицій та оптимальну модель потоку енергії послідовно, щоб адекватно кількісно визначити витрати, пов'язані з безпекою розробленого розширення мережі HVDC. Методологія реалізована як розширення відкритого

програмного пакету PowerModelsACDC.jl, а принцип роботи розробленої методології демонструється за допомогою широкомасштабного, практично реального тестового випадку.

43. Доповідь C1-303, “micro vs MEGA perspectives: Grid developments for the future power systems” або в перекладі «перспективи мікро проти MEGA: розробки мереж для майбутніх енергосистем».

Для енергосистем у всьому світі надзвичайно важливо забезпечити інтеграцію значної потужності відновлюваних джерел енергії для досягнення міжнародних кліматичних цілей. Це передбачає зміну парадигми в роботі мережі та розширенні мережі в двох напрямках:

- 1-ий напрямок - мікромережі, місцеві енергетичні спільноти, розподілене виробництво, локальні акумуляторні системи накопичення енергії, що дає можливість збалансувати систему локально настільки, наскільки це економічно доцільно, через місцеві ринки та інші рішення інтелектуальної мережі.

- 2-ий напрямок - розширення інтегрованої енергосистеми за допомогою потужних міжсистемних високовольтних з'єднань змінного HVAC та постійного HVDC струмів, електростанцій на основі ВДЕ та акумуляторних систем накопичення енергії, багатонаціональної інтеграції ринків електроенергії.

Метою даної роботи є критична оцінка цих тенденцій.

44. Доповідь C1-304, “Technical and Economic Feasibility Analysis of Aegean Island Interconnections to the Mainland Grid” або в перекладі «Аналіз техніко-економічної доцільності взаємозв'язків Егейських островів з материковою мережею».

Розглянуто підхід до комплексного проектування оптимального техніко-економічного способу постачання електроенергії Егейським островам. Беручи до уваги нове законодавство про охорону навколишнього середовища, встановлене Європейським Союзом, дослідний комітет ОЕС Греції розглянув варіант заснований на автономному забезпеченню електропостачання за допомогою ТЕС, що працюють на природному газі, та варіант передачі електроенергії за допомогою високовольтних ліній змінного HVAC та постійного HVDC струмів. Після виконаного техніко-економічного аналізу переважним варіантом було визначено взаємозв'язок з материковою мережею за допомогою високовольтних ліній змінного HVAC та постійного HVDC струмів, що призведе до подібних або менших витрат та підвищеної безпеки постачання в порівнянні з автономним розвитком систем, одночасно пропонуючи можливість значно вищого використання місцевого потенціалу відновлюваних джерел енергії. Для HVDC ліній, з огляду на відстань або пропускну здатність, була вибрана біполярна схема з'єднань. Для HVAC ліній запропоновано використати кабельні з'єднання 20 кВ та 150 кВ.

45. Доповідь C1-305, “Quantifying risk in low voltage network planning using smart meter data and probabilistic modelling” або в перекладі «Кількісна оцінка ризику при плануванні мережі низької напруги за допомогою даних розумних (smart) лічильників та імовірнісного моделювання».

У доповіді представлені нові методи аналізу ризику неприйнятних умов активів в мережах низької напруги для допомоги оператору розподільчих мереж. Запропонований метод враховує як фундаментальну мінливість попиту на електроенергію протягом року та років, що є лише частково передбачувано, так і значну невизначеність, яку оператори мають щодо закономірностей та масштабу цієї мінливості в конкретних мережах низької напруги. Цей метод призначений для включення специфічних для мережі даних, коли вони стануть доступними, щоб допомогти уточнити оцінки та зменшити невизначеність, при цьому особливу увагу приділяють даним, отриманим від розумних (smart) лічильників.

46. Доповідь C1-306, “The Impact of Reduced System Inertia on System Planning and HVDC Interconnection” або в перекладі «Вплив зниженої інерції системи на системне планування та взаємозв'язок за допомогою HVDC».

За останнє десятиліття у Великобританії були побудовані значні генеруючі потужності вітрової та сонячної енергії. Вони являють собою несинхронні джерела живлення, що мають незначну або взагалі не мають інерції. Подальший розвиток ОЕС Великобританії передбачає збільшення пропускної здатності високовольтних ліній постійного струму HVDC для зв'язку материковою Європою. У доповіді представлена модель для вивчення економічного впливу функціонування ОЕС Великобританії з низькою інерцією для двох граничних обмежень швидкості зміни частоти (RoCoF), які могли б виникнути після значного збурення: 0.125 Гц/с та 0.5 Гц/с. Дослідження показує, що економія від 44 до 247 мільйонів фунтів стерлінгів у 2020 році і до 539 мільйонів фунтів стерлінгів у 2025 році може бути зроблена шляхом збільшення максимальних налаштувань RoCoF з 0.125 Гц/с до 0.5 Гц/с. При цьому суттєво скорочуються обмеження на імпорт електроенергії від відновлюваних джерел енергії.

47. Доповідь C1-307, “Potentials and systemic aspects for the integration of renewable energies in the North African and Middle East electricity system” або в перекладі «Потенціали та системні аспекти інтеграції відновлюваних джерел енергії в електромережі Північної Африки та Близького Сходу».

В роботі на основі технологічно-економічної моделі ATLANTIS Інституту економіки електроенергетики та енергетичних інновацій (IEE) Технологічного університету в Граці та національних енергетичних планів виконано моделювання існуючих ЕЕС Алжиру, Єгипту, Ізраїлю, Йорданії, Лівану, Лівії, Марокко, Сирії, Тунісу та Туреччини. При виконанні аналізу потоків навантаження були виявлені вузькі місця ЕЕС, де необхідні майбутні інвестиції в мережу. Якщо національна енергетична політика буде реалізована відповідно до розробленої моделі, то виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії (включаючи біопаливо, гідро, сонячну/фотоелектричну енергію та вітер) з 2018 року до 2030 року зростає більше ніж удвічі. За рахунок заміни ТЕС, що працюють на нафті та вугіллі, газовими електростанціями прогнозується зменшення викидів вуглекислого газу приблизно на 40%.

48. Доповідь C1-308, “The Integrated Planning of Taiwan Transmission System in Coordination with the Development of Renewable Energy” або в перекладі «Комплексне планування передавальної системи ОЕС Тайваню в координації з розвитком відновлюваної енергетики».

В роботі розглянута ОЕС Тайваню, роботу якої забезпечує Тайванська енергетична компанія (Taipower). Розглянуті плани по розвитку відновлюваної енергетики до 2025 році в об'ємі 30.16 ГВт, виникаючі при цьому проблемні питання забезпечення стійкості роботи ОЕС Тайваню, що включають необхідне підвищення пропускної спроможності електромережі та погіршення динамічних властивостей ОЕС (можливе погіршення якості електроенергії, недостатня інерція системи, невизначена модель). Потім пропонуються рішення даних проблемних питань, що передбачають підвищення пропускної спроможності за рахунок побудови нових ліній електропередач, електростанцій з комбінованим циклом, посилення автоматичного контролю генеруючих потужностей для регулювання частоти та встановлення системи прогнозування режимів роботи ОЕС Тайваню.

49. Доповідь C1-309, “Geospatial Visualisation Techniques for Transmission System Needs Identification: A Case Study with High Shares of Distributed Energy Resources” або в перекладі «Методи геопросторової візуалізації для ідентифікації системи передачі: тематичне дослідження з високим рівнем розподілених енергетичних ресурсів».

В доповіді розглянуто яким чином за допомогою пакетів програм Python можливо виконати візуалізацію топології, конфігурації, технічних характеристик та інших структур

та параметрів ЕЕС. Також розглянуті обґрунтування щодо вибору географічних карт та інформаційних панелей як засобу для візуалізації даних енергосистеми, включаючи її багатовимірну структуру даних про розподілені енергетичні ресурси.

50. Доповідь C1-310, “Renewable energy interconnection acceleration scheme” або в перекладі «**Схема прискорення взаємозв'язку поновлюваних джерел енергії**».

В ОЕС Японії заплановано генеруючі потужності повністю забезпечити за рахунок відновлюваних джерел енергії. Тому були запропоновані нові правила експлуатації системи для ефективного використання існуючих об'єктів електроенергетики. Одне з таких нововведень, що до речі раніше використовувалось в ОЕС СРСП, це розвантаження перетину по активній потужності при відключенні однієї з паралельних ліній зв'язку між ЕЕС в ОЕС. Тобто раніше в ОЕС Японії було заборонено передавати генеруючу потужність по перетину, що не відповідає критерію N-1 (англійська назва даної противарійної автоматики «N-1 Inter-trip scheme»). Зараз така схема застосована у префектурі Точігі району Токіо.

51. Доповідь C1-311, “Secure operation of the Australian National Electricity Market with high levels of wind and solar in 2025” або в перекладі «**Безпечне функціонування австралійського національного ринку електроенергії з високим рівнем генеруючих потужностей вітру та сонячної енергії в 2025 році**».

Краща інтеграція значною мірою пасивного парку розподілених сонячних фотоелектричних батарей може допомогти йому стати активною частиною майбутніх генеруючих потужностей на основі відновлюваних джерел енергії. Для досягнення цього було визначено три ключові рекомендації:

- оперативне керування фотоелектричного парку - керуваність розподілених фотоелектричних систем майже в реальному часі.
- стандарти виконання фотоелектричних пристроїв - підтримання рівней необхідних характеристик усіх систем, визначених у технічних стандартах.
- видимість - видимість розподіленого парку фотоелектричних пристроїв в режимі реального часу на відповідному рівні агрегації.

52. Доповідь C1-312, “Dimensioning of STATCOM for Grid Code Compliance of Renewable Energy Plants” або в перекладі «**Визначення технічних параметрів статичних компенсаторів STATCOM для відповідності мережевим кодексам електростанцій відновлюваних джерел енергії**».

Національні кодекси мереж визначають правила, які повинні виконуватися енергоблоками в точці спільного з'єднання (РСС), щоб забезпечити надійне електропостачання в мережах передачі та розподілу. Зростаючі вимоги мережевих кодексів ЕЕС іноді вимагають покращених технічних характеристик електрообладнання, які залежно від випадку можуть бути обтяжливим і призвести до надмірних витрат в ЕЕС. У таких випадках статичні компенсатори STATCOM, встановлені на рівні підстанцій, можуть бути економічно вигідною альтернативою для забезпечення вимог кодексу електромережі. В доповіді представлений комплексний підхід до вибору STATCOM (підвищена ємнісна реактивна потужність, великі значення струму короткого замикання) з врахуванням вимог кодексів електромереж різних країн. Остаточне рішення відносно конструкції STATCOM повинно бути розроблено спільно з його виробником, пропонуючи оптимальне рішення за розміром та вартістю.

53. Доповідь C1-313, “A Security Constrained Optimal Power Flow for interconnected Meshed AC and DC Transmission Systems with a high proportion of Offshore Wind Generation” або в перекладі «**Визначення оптимального безпечного потоку потужності для взаємопов'язаних змішаних систем передач змінного та постійного струму з високою часткою морської генерації вітру**».

Запропонований у цій роботі метод SCOPF здатний оптимізувати асинхронні системи передачі змінного та змішані передачі постійного струму в нормальних експлуатаційних режимах роботи, а також з урахуванням критерію безпеки N-1 у надзвичайних ситуаціях. Використовується інтегрована апроксимація швидкого відключення для обчислення можливих перевантажень в непередбачених обставинах N-1 для мережі змінного та постійного струму. Профілактичні заходи застосовуються під час оптимізації та призводять до мінімізації перевантажень на всіх гілках змінного та постійного струму в ситуаціях N-0 та N-1. Завдяки уніфікованому підходу до одночасної оптимізації системи змінного та постійного струму досягається швидкий час ітерації при хорошій збіжності результатів. Результати використання даного методу дозволяють мінімізувати витрати на проектування та впровадження майбутніх передач постійного струму за рахунок вибору їх оптимальної (мінімально-достатньої) потужності.

54. Доповідь C1-314, “First Swing Stability and SSR Mitigation in KEPCO Grid by Using TCSC” або в перекладі «**Стійкість першого коливання та демпфування субсинхронного резонансу в мережі KEPCO з використанням тиристором контрольованим послідовним конденсатором TCSC**».

Основна передача потужності в південнокорейській електромережі здійснюється через дволанцюгову лінію електропередачі 765 кВ і доповнена мережею 345 кВ. Планові дослідження показали, що у випадку непередбачених ситуацій у мережі 765 кВ частина генерації на східному узбережжі може втратити синхронізм. Тому Корейська електроенергетична корпорація (KEPCO) буде додаткову лінію електропередачі постійного струму для передачі основної потужності від східного узбережжя до району Сеула. Однак через екологічні дозволи будівництво нової повітряної лінії електропередачі стає дуже складним проектом, навіть з лініями постійного струму. Як рішення, яке може бути реалізоване в короткостроковій перспективі, KEPCO паралельно розглянула можливість підвищення потужності передачі за допомогою встановлення гнучких ліній змінного струму FACTS в існуючій мережі передачі 345 кВ. З метою підвищення стійкості ОЕС Південної Кореї, збільшення передачі потужності та зменшення ризиків виникнення субсинхронних резонансів (SSR) в мережі було встановлено чотири тиристором контрольовані послідовні конденсатори (TCSC). Дослідження та тести показали, що проблеми, пов'язані з експлуатацією мережі KEPCO, можуть бути вирішені за допомогою TCSC.

55. Доповідь C1-315, “Reliability and Capacity Credit Evaluations of Jeju island Power System Including REG Combined with ESS” або в перекладі «**Оцінки надійності та величини потужності енергетичної системи острова Чеджу з генеруючими потужностями відновлюваних джерел енергії (REG) в поєднанні з накопичувачами електроенергії (ESS)**».

У цьому дослідженні представлена базова модель та алгоритм оцінки надійності енергосистеми із залученням ESS та вітряних електростанцій (WTG). Потужна WTG створює значні коливання потужності і може бути небезпечною для стійкості невеликої ЕЕС. Однак цю небезпеку можна зменшити, встановивши ESS. Запропонована модель може бути використана для полегшення аналізу надійності ЕЕС та прийняття рішень щодо планування для підвищення економічної ефективності енергосистеми.

56. Доповідь C1-316, “Whole System Coordination in Network Planning” або в перекладі «**Координація на рівні цілої системи при плануванні мережі**».

Для того, щоб розробити та впровадити дієву структуру для планування цілих систем, слід вирішити низку важливих проблем. Базові рекомендації щодо вирішення існуючих проблем та забезпечення надійного підходу були наведені в даній роботі:

Прогнозування навантаження	<ul style="list-style-type: none"> • Вирівнювання та узгодженість прогнозів передачі та розподілу; • Покращене прогнозування за коротші часові рамки; • Ясність регуляторних механізмів керування невизначеністю сценарію та результатом інвестицій; • Покращена здатність керування невизначеністю всієї системи; • Можливість для використання багатовекторних взаємодій у майбутньому.
Моделювання системи	<ul style="list-style-type: none"> • Покращене моделювання мереж та динамічних характеристик розподіленої генерації при передачі та розподілі; • Покращене моделювання в значно ширшому діапазоні мережевих умов; • Покращена видимість потенційних постачальників системних послуг у розподільчій мережі; • Моделювання цілісних системних рішень (включаючи ринкові) на основі відповідно репрезентативних мережевих моделей; • Надійні механізми обміну даними, що дозволяють перераховувати вищезазначене.
Покращення системи	<ul style="list-style-type: none"> • Координація цілісного системного рішення між ліцензіатами, вирішення будь-яких конфліктів та максимізація взаємодії; • Чіткість відновлення витрат, розподілу та розподілу ризиків; • Огляд того, наскільки вбудована генерація може сприяти безпеці попиту (з урахуванням відповідного балансу між мережевою безпекою та економічними інвестиціями в мережу)

Будь-яка ЕЕС вимагатиме значної співпраці між операторами передавальної та розподільчої мереж і повинна враховувати регуляторне середовище. Важливо також мати відповідні технічні коди, процеси та продумані механізми обміну даними.

57. Доповідь C1-318, “Planning of transmission systems in Chile after the regulatory changes introduced in 2016” або в перекладі «**Планування систем передачі в ОЕС Чилі після законодавчих змін, введених у 2016 році**».

Методологія, розроблена в роботі, дозволяє через різні рівні аналізу перевірити відповідність критеріям, встановленим у статті 87 чилійського Закону про електроенергію. Ітераційний процес дозволяє ідентифікувати та відбирати на послідовних етапах проектантські кандидати для розширення необхідної та ефективної передачі для ОЕС Чилі, але має труднощі у встановленні взаємозв'язку між системами передачі та розподілення.

58. Доповідь C1-319, “Combined Optimal Transmission and Distribution Expansion Planning” або в перекладі «**Комбіноване оптимальне планування розширення систем передачі та розподілу**».

В роботі розглянута методологія вдосконалення традиційного планування розширення системи передачі (ПРСП) шляхом моделювання роздрібного енергоринку для врахування

змін на стороні попиту (споживача). Запропонований метод передбачає ітераційне вирішення моделі ПРСП та роздрібного енергоринку, поєднані між собою оптовими цінами на енергію та чистими навантаженнями від житлових, комерційних та промислових споживачів. Використовуючи тематичне дослідження європейської енергетичної системи, показано, що замкнутий цикл методу швидко збігається з ефективним попитом та оптовими цінами, що стабілізуються протягом перших двох ітерацій.

59. Доповідь C1-320, “Technical and economic model of distribution of energy resources with integrated power grid planning” або в перекладі «Техніко-економічна модель розподілу енергетичних ресурсів з інтегрованим плануванням електромереж».

Геоінформаційні системи (ГІС) на основі Інтернету можуть бути використані в ЕЕС для визначення майбутніх потенційних регіонів, де енергосистема повинна бути модернізована для забезпечення передачі електроенергії від нових генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії. Впроваджений підхід складається з фізичних та економічних моделей, що включають також ті параметри, що дозволяють скласти карту цінності земельної ділянки. Фінансові параметри та ключові показники ефективності проектів з відновлюваної енергетики зумовлюють інтерес та стратегію розробників проектів, тому фізико-економічна модель, заснована на ГІС, була розроблена та застосована до вітроенергетичних ресурсів у великому регіоні. Подібний підхід застосовується також до сонячної (фотоелектричної) та відновлюваної енергетики на основі біомаси.

Основними особливостями реалізованої моделі є:

- гнучкість, оскільки її можливо застосувати для будь-якого розташування генеруючих потужностей відновлюваної енергетики, звідки можуть бути отримані дані,
- пристосованість до використання будь-якої відновлюваної енергетики: ВЕС, СЕС, біомаси,
- можливість налаштування фінансових моделей на основі різних граничних умов та схем стимулювання,
- можливість генерувати різноманітні сценаріїв на основі рішення користувача,
- інтуїтивна та візуальна ідентифікація потенційних регіонів, де мережа повинна бути підсилена через потенційне майбутнє виробництво енергії від відновлюваної енергетики,
- можливість оцінити вплив відновлюваних джерел енергії на різних рівнях мережі (тобто передача та розподіл),
- проста інтуїтивна 3D-візуалізація для внутрішнього та зовнішнього спілкування із зацікавленими сторонами.

Надані дослідним комітетом SC-C1 “System Development and Economics” (“Планування розвитку енергосистем та економіка”) доповіді розподілені по наступним основним темам:

- Зміні ЕЕС під впливом змін у законодавстві та політиці регулювання держави присвячено 3 доповіді. Серед них можливо виділити такі тренди розвитку ЕЕС, які пов’язані зі заміщенням генеруючих потужностей АЕС на генеруючі потужності газових ТЕС та врахування зростання руйнівних впливів стихійних лих, спричинених зміною клімату, при розробці нормативної бази проектування нових ЕЕС.
- Техніко-економічним обґрунтуванням варіантів розвитку генеруючих потужностей та систем передачі ЕЕС присвячено 18 доповідей. Розглянуті альтернативи варіантів розвитку ЕЕС включали: обґрунтування доцільності побудови двох 1-ланцюгових ЛЕП замість однієї 2-ланцюгової з точки зору протидії випадкам N-1 або гіршим, розвиток мікромереж, розподіленої та внутрішньої для споживача генерації, врахування екологічних вимог, вибір між ЛЕП різних класів напруг, необхідність

прозорості у звітності міжсистемних операторів передачі, інтеграція різних мереж (електро, газова, тепло, кондиціонування) для досягнення більшої енергоефективності, вибір між лініями електропередачі високої напруги постійного струму HVDC та змінного струму HVAC, організація зв'язку з островами в одній ЕЕС, координація роботи ЕЕС на рівні ОЕС країни, врахування роздрібного енергоринку.

- Географічно-інформаційним системам (ГІС), що використовуються для розвитку ЕЕС присвячено 3 доповіді. Дані системи призначені для відображення техніко-економічної інформації для регулювання послуг з генерації, передачі та розподілення електроенергії, візуалізації топології побудови ЕЕС, визначення критичних перетинів ЕЕС з врахуванням введення нових генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії.
- Техніко-економічним дослідженням варіантів вибору та підключення генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії присвячено 10 доповідей. В доповідях розглянуті питання підключення потужної сонячної електростанції (СЕС) 500 МВт з врахуванням аварійних відключень N-1, N-M-1, підключення офшорних (морського базування) ВЕС, використання позамережевої СЕС для живлення власних потреб потужної підстанції високої напруги, введення ГАЕС для резервування потужностей ВЕС, мікро та мега направлення розвитку ВДЕ, доцільність підвищення RoCoF з 0.125 Гц/с до 0.5 Гц/с, виявленню слабких перетинів ЕЕС при введенні нових генеруючих потужностей ВДЕ, стандарти побудови ВДЕ, оптимальний вибір ліній електропередач високої напруги HVDC (AC) для зв'язку ЕЕС з ВДЕ.
- Техніко-економічним дослідженням та порівняльному аналізу операційних витрат різних операторів системи передачі присвячено 4 доповіді по наступним темам: супутні витрати на ТОiP, використання інтеграції ЕЕС для забезпечення балансу між генерацією та споживанням без добудови додаткових генеруючих потужностей, врахування втрат в розподільчих мережах.
- Оптимальний вибір компенсуючих технічних засобів для зменшення втрат та підвищення стійкості ЕЕС розглянуто в 3 доповідях. Розглянуті питання збільшення максимальної потужності перетину за рахунок встановлення додаткових статичних компенсаторів, вибір статичних компенсаторів STATCOM, вплив тиристорно контрольованої послідовної ємності TCSC на зменшення амплітуди першого коливання та субсинхронних резонансів в мережі.
- Розрахунку стійкості роботи ЕЕС з врахуванням метеорологічних даних присвячено 2 доповіді, в яких розглянуто оцінка часу відновлення ПЛ з врахуванням погодних умов та стійкість підстанцій та технічні заходи для захисту від підтоплення.
- Оцінка ймовірності порушення стійкості в ЕЕС розглянута в 3 доповідях. Запропоновано використання структурованих експертних суджень на основі знань експертів різних профілів (релейний захист і автоматика, силове обладнання та інші) для побудови дерева розвитку подій, розглянуто досвід існуючих ЕЕС, таких як SEERC, розрахунок запасу передачі.
- ЕЕС зі 100% генеруючими потужностями на основі ВДЕ розглянуті в 3 доповідях. Вони охоплюють розгляд побудови острівних ЕЕС на основі ВДЕ, врахування та задання гранично допустимих мінімальних меж інерції в ЕЕС, використання в умовах значної частки ВДЕ автоматики розвантаження по активній потужності (Японія).
- Плануванню об'ємів ТОiP з урахуванням технічного стану та індексу важливості електрообладнання присвячено 1 доповідь.
- Оптимальний вибір накопичувача енергії для генеруючих потужностей на основі ВДЕ розглянуто у 2 доповідях. Розглянуто оптимальний вибір накопичувача енергії

з точки зору мінімізації витрат на його встановлення при умові забезпечення необхідної якості електроенергії ВДЕ.

- Обмеження струмів короткого замикання (СКЗ) розглянуто в 1 доповіді, в якій показана вигода від встановлення послідовних струмообмежуючих реакторів в порівнянні з варіантом модернізації ЕЕС зі встановлення нового електрообладнання, розрахованим на більші значення СКЗ.
- Питанню оцінки зміни динамічної жорсткості ЕЕС в реальному часі та використанню даного фізичного параметру для побудови систем керування перетворювачів ВДЕ на принципі «мережа ведучий/ведений керування» присвячено 1 доповідь.
- Інтегрування зростаючого парку електромобілів в ЕЕС присвячено 3 доповіді, в яких розглянуто різні тарифи зарядки електромобілів, визначено пріоритет денної зарядки для використання електроенергії СЕС та вплив використання електромобілів на зменшення викидів вуглекислого газу на прикладі Італії.
- Використання рекуперації на залізничному транспорті для повернення деякої частки споживаної електроенергії в ЕЕС розглянуто в 1 доповіді.

На думку автора, перспективними для використання в ОЕС України з практичної точки зору є наступні пропозиції та підходи, викладені в доповідях дослідного комітету SC-C1 “System Development and Economics” (“Планування розвитку енергосистем та економіка”) на електронній сесії CIGRE-2020:

1. Доцільність побудови геоінформаційної системи (ГІС) ОЕС України для відображення у реальному часі розташування існуючих генеруючих потужностей ВДЕ та запланованих до будівництва з ціллю виявлення можливих критичних перетинів, вдосконалення контролю режимів роботи, надання вихідних даних для формування цін на електроенергію в реальному масштабі часу та регулювання послуг з генерації, передачі та розподілення електроенергії.
2. Розробка для НЕК «Укренерго» моделі розвитку можливих системних аварій в ОЕС України, побудованої з використанням структурованих експертних суджень групи різнопланових фахівців (РЗА, системна автоматика, силове обладнання та інші) для розробки концептуальної моделі системної аварії (дерева розвитку подій).
3. Використання досвіду скандинавських країн для розробки проекту та побудови потужної офшорної ВЕС та накопичувачів енергії в Чорному морі з використанням промислового потенціалу підприємств та підключенням до ОЕС України.
4. Для підвищення надійності електроживлення особливо відповідальних споживачів власних потреб, використання на електростанціях та вузлових підстанціях ОЕС України в доповнення до існуючих джерел живлення автономної СЕС з накопичувачем енергії.
5. При інтенсивному розвитку ВДЕ в ОЕС України використання принципу керування перетворювачами ВДЕ «Мережа ведучий/ведений керування», що дозволить забезпечити їх стійку синхронну роботу при зміні жорсткості електромережі.
6. Планування використання маневрових потужностей ГАЕС для запобігання скорочення потужностей ВДЕ в ОЕС України.
7. З врахуванням росту парку електромобілів на Україні, розробка заохочувальних адаптивних тарифних планів зарядних станцій з меншим денним значенням ціни за електроенергію, для можливості використання електроенергії від СЕС в сонячну погоду.
8. Планування використання синхронних компенсаторів (оберткових, на основі гідроагрегатів ГАЕС та статичних на основі перетворювачів силової електроніки) для координації та забезпечення стійкої роботи ОЕС України при збільшенні долі генеруючих потужностей ВДЕ.