

**Обґрунтування до рішення НКРЕКП
про прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики
визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів
(міждержавних електричних мереж України)»**

Відповідно до статті 38 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) оператор системи передачі визначає доступну пропускну спроможність відповідно до методики, що затверджується Регулятором після консультацій з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства та оприлюднюється на офіційному веб-сайті оператора системи передачі. При цьому розділом XVII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону передбачено, що оператор системи передачі визначає величину доступної пропускної спроможності для всіх напрямків згідно з методикою, яка розробляється оператором системи передачі відповідно до досвіду (практики) ENTSO-E та затверджується Регулятором.

Ураховуючи зазначене ДП «НЕК «Укренерго» розробило та подало на розгляд та затвердження Регулятору проект Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних електричних мереж.

Після опрацювання наданого проекту Регулятором розроблено та 05 жовтня 2017 року схвалено проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)», що має ознаки регуляторного акта (далі проект постанови), який разом з аналізом його впливу і обґрунтуванням оприлюднені 06 жовтня 2017 року шляхом розміщення на офіційному веб-сайті НКРЕКП у мережі Інтернет з метою одержання зауважень і пропозицій.

На виконання частини четвертої статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», відповідно до пункту 3.3. Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень НКРЕКП, затвердженого постановою НКРЕКП від 30 червня 2017 року № 866, 24 липня 2018 року на офіційному веб-сайті НКРЕКП у мережі Інтернет оприлюднені узагальнені зауваження і пропозиції до проекту постанови у вигляді таблиці із зазначенням попередньої позиції НКРЕКП щодо їх прийняття або відхилення.

За результатами відкритого обговорення проекту рішення, яке відбулося 01 серпня 2018 року, складено протокол із зазначенням узгодженої позиції щодо редакції проекту Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України), який 15 серпня 2018 року оприлюднено на офіційному веб-сайті НКРЕКП у мережі Інтернет.

Ураховуючи викладене вище пропонується:

прийняти постанову НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)».



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про затвердження Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Методику визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України), що додається.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її опублікування в офіційному друкованому виданні – газеті «Урядовий кур'єр».

Голова НКРЕКП

О. Кривенко

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

№ _____

Методика визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)

1. Загальні положення

1.1. Цю Методику розроблено з метою визначення величини доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України).

1.2. Ця Методика встановлює порядок розрахунку величини доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України) оператором системи передачі України з метою здійснення учасниками ринку експорту та/або імпорту електричної енергії (далі – торговельні операції).

1.3. Ця Методика враховує загальноприйняті положення, які використовуються в об'єднаній мережі системних операторів Європи ENTSO-E, спрямовані на імплементацію/впровадження зобов'язань України в рамках Енергетичного Співтовариства, зокрема Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/72/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС та Регламенту (ЄС) № 714/2009 Європейського Парламенту та Ради від 13 липня 2009 року про умови доступу до мережі для транскордонного обміну електроенергією та скасування Регламенту (ЄС) № 1228/2003.

1.4. У цій Методиці терміни використовуються в таких значеннях:

загальна мережева модель – набір даних, узгоджених між операторами системи передачі (далі – ОСП), що описує основні характеристики енергосистеми (генерацію, навантаження, топологію та параметри мережі) та правила їх зміни у процесі обчислення пропускної спроможності;

критичні елементи мережі – елементи мережі, що обмежують величину перетоку потужності при розрахунку пропускної спроможності;

системні оператори суміжних електричних систем – системні оператори та/або ОСП сусідньої держави, які здійснюють оперативно-технологічне управління суміжних енергетичних систем інших держав;

AAC (Already Allocated Capacity – розподілена пропускна спроможність) – розподілена за результатами аукціонів пропускна спроможність, МВт;

ATC (Available Transfer Capability – вільна пропускна спроможність) – доступна пропускна спроможність міждержавного перетину за вирахуванням розподіленої на аукціонах величини пропускної спроможності та пропускної спроможності, щодо якої відповідно до законодавства надано звільнення, МВт;

NTC (Net Transfer Capacity – доступна пропускна спроможність) – величина максимальної потужності електричної енергії, що може бути передана з енергетичної системи однієї держави до енергетичної системи іншої держави у відповідному напрямку (міждержавному перетині) за умови забезпечення безпеки і надійності функціонування об'єднаної енергетичної системи України, МВт;

TRM (Transmission Reliability Margin – запас стійкості передачі) – запас надійності системи передачі, який урахує невизначеності при розрахунках TTC, що виникають унаслідок відхилень перетоків потужності, аварійних обмінів енергією між енергосистемами для усунення непередбачених небалансів у реальному часі, а також неточностей даних, що використовуються, МВт;

TTC (Total Transfer Capacity – гранична пропускна спроможність) – максимальна величина активної потужності, яка може бути передана у відповідному напрямку міждержавного перетину без порушення вимог операційної безпеки для кожного оператора системи передачі, МВт.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», Правилах управління обмеженнями та порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів та Кодексі системи передачі.

1.5. Величина NTC використовується як індикативний показник для проведення торговельних операцій між учасниками ринку з електричної енергії та застосовується за кожним напрямком міждержавного перетину. Величина NTC визначається таким чином:

$$NTC = TTC - TRM.$$

1.6. Особливості розрахунків NTC міждержавних зв'язків з енергетичними системами Росії, Білорусі, Молдови, Польщі, Угорщини, Словаччини та Румунії.

1.6.1. Розрахунок пропускної спроможності між енергосистемою України та Росії.

Величина NTC для фактичного стану мережі міждержавного перетину визначається Інструкцією по режимам паралельної роботи ОЕС Центра з ОЕС України, яка узгоджена двома ОСП.

Значення NTC визначено для перетоку потужності у протилежних напрямках з урахуванням критерію N-1, сезонної зміни температури

навколишнього середовища, допустимих рівнів струму, напруги, статичної стійкості та запасу надійності передачі.

1.6.2. Розрахунок пропускної спроможності між енергосистемою України та Білорусі.

Величина NTC для фактичного стану мережі міждержавного перетину визначається Інструкцією по режимам паралельної роботи ОЕС Білорусі з ОЕС України, яка узгоджена двома ОСП.

1.6.3. Розрахунок пропускної спроможності між енергосистемою України та Молдови.

Величина NTC для фактичного стану мережі міждержавного перетину визначається за формулою:

$$NTC = NTC_{\text{Укр-Од,Мд}} - C;$$

де $NTC_{\text{Укр-Од,Мд}}$ – визначається Інструкцією ОД-10 ДП «НЕК «Укренерго» по зв'язкам ОЕС України – Одеса, Молдова, яка узгоджена двома ОСП;

C – величина споживання частини ОЕС України, що заживлена через енергосистему Молдови, у діапазоні від 650 до 1000 МВт, яка залежить від періоду року та години доби.

1.6.4. Розрахунок пропускної спроможності між енергосистемою України та Польщі.

Передача електричної енергії відбувається тільки з енергосистеми України до енергосистеми Польщі шляхом виділення генеруючих одиниць Добротвірської ТЕС на один міждержавний зв'язок. За такої схеми роботи гарантована пропускна спроможність не забезпечується.

1.6.5. Розрахунок пропускної спроможності між енергосистемою України та енергосистемами Угорщини, Словаччини та Румунії.

Частина енергосистеми України, так званій «острів Бурштинської ТЕС», працює паралельно із зазначеними енергосистемами. Максимальна узгоджена величина алгебраїчної суми перетоків електроенергії з «острову Бурштинської ТЕС» обмежена умовами динамічної стійкості генеруючих одиниць Бурштинської ТЕС і визначається Договором щодо організації паралельної роботи з країнами ENTSO-E.

1.7. Величина вільної пропускної спроможності визначається таким чином:

$$ATC = NTC - AAC.$$

2. Принцип визначення величини доступної пропускної спроможності міждержавних електричних мереж ОЕС України

2.1. Визначення величини доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів у відповідному напрямку міжнародного перетину здійснюється з метою оцінки технічної можливості здійснення учасниками

ринку торговельних операцій з електричною енергією, урахуваючи річні та місячні плани технічного обслуговування (виконання ремонтних робіт) енергетичного обладнання ОЕС України та енергетичної системи суміжних держав.

2.2. Розрахунок значень TTC, TRM, NTC, AAC та ATC міждержавних перетинів здійснюється шляхом використання взаємоузгоджених із системними операторами суміжних держав вхідних даних щодо:

актуальної загальної мережевої моделі;
переліку критичних елементів мережі;
переліку узгоджених аварійних ситуацій;
запланованих ремонтів обладнання;

граничних значень струмів навантаження для обладнання, рівнів напруги, частоти, меж динамічної та статичної стійкості.

2.3. Величини TTC, TRM, NTC, ATC та AAC характеризують роботу відповідного напрямку міждержавного перетину у відповідному періоді. Дані величини мають порівнюватися і уточнюватися із значеннями, отриманими відповідними системними операторами суміжних держав.

Оператор системи передачі розраховує значення величин TTC, TRM, NTC, AAC та ATC окремо за кожним напрямком міждержавного перетину з/до ОЕС України.

2.4. Величина NTC погоджується з відповідними системними операторами суміжних держав. У разі виникнення розбіжностей між величинами NTC, розрахованими оператором системи передачі та відповідними системними операторами суміжних держав, до використання приймається менша величина.

3. Методи розрахунку TTC

3.1. Розрахунок TTC здійснюється шляхом використання вхідних даних, зазначених в підпункті 2.2.

3.2. Перед початком процесу обчислення граничної пропускної спроможності ОСП повинен актуалізувати із системними операторами суміжних держав дані, зазначені у підпункті 2.2.

3.3. Гранична пропускна спроможність у міждержавному перетині визначається шляхом ітераційного обваження базового режиму (режиму актуалізованої загальної мережевої моделі) – збільшення перетоків електричної енергії шляхом збільшення рівня генерації електричної енергії в енергетичній системі на експорт електричної енергії і, відповідно, зменшення рівня генерації електричної енергії в енергетичній системі на імпорту до моменту досягнення граничних за стійкістю режимів (у тому числі з урахуванням критерію N-1).

3.4. Обваження режиму роботи ОЕС України виконується такими методами:

1) методом А, згідно з яким зміна генерації електричної енергії відбувається пропорційно генеруючій потужності генеруючих одиниць ОЕС України та суміжних енергетичних систем у базовому режимі. Розрахунок продовжується, поки не буде порушена межа області стійкості. Цей метод показує теоретичне найбільше значення величини ТТС, оскільки не містить жодних обмежень на генерацію генеруючих одиниць, які задіяні в базовому режимі, і величина генерації електричної енергії може значно перевищувати допустимі межі:

$$P_{it+1}^{dec} = P_{it}^{dec} - \Delta E \times \frac{P_{it}^{dec}}{\sum_n P_{it}^{dec}};$$

$$P_{jt+1}^{inc} = P_{jt}^{inc} - \Delta E \times \frac{P_{jt}^{inc}}{\sum_m P_{jt}^{inc}},$$

де t – номер ітерації обваження;

n – кількість генеруючих одиниць енергетичної системи на імпорт;

m – кількість генеруючих одиниць енергетичної системи на експорт;

ΔE – величина збільшення/зменшення генерації, МВт;

P_{it}^{dec} – генерація i -ї генеруючої одиниці енергетичної системи на імпорт на ітерації обваження t , МВт;

P_{jt}^{inc} – генерація j -ї генеруючої одиниці енергетичної системи на експорт на ітерації обваження t , МВт;

2) методом В, який урахує реальні можливості генерації електричної енергії відповідно до резервів активної потужності генеруючих одиниць ОЕС України та суміжних енергетичних систем на розвантаження та завантаження. Зміна генерації електричної енергії відбувається пропорційно резервам активної потужності генеруючих одиниць:

$$P_{jt+1}^{inc} = P_{jt}^{inc} - \Delta E \times \frac{P_{jmax}^{inc} - P_{jt}^{inc}}{\sum_m (P_{jmax}^{inc} - P_{jt}^{inc})};$$

$$P_{it+1}^{dec} = P_{it}^{dec} - \Delta E \times \frac{P_{imin}^{dec} - P_{it}^{dec}}{\sum_n (P_{imin}^{dec} - P_{it}^{dec})},$$

де P_{jmax}^{inc} – максимально можлива генерація j -ї генеруючої одиниці енергетичної системи на експорт, МВт;

P_{imin}^{dec} – мінімальна можлива генерація i -ї генеруючої одиниці енергетичної системи на імпорт, МВт.

Ітерації обваження здійснюються, доки не будуть порушені межі операційної безпеки або:

$$\Delta E \leq \left| \sum_m (P_{j_{\max}}^{\text{inc}} - P_{jt}^{\text{inc}}) \right|;$$

$$\Delta E \leq \left| \sum_n (P_{i_{\min}}^{\text{dec}} - P_{it}^{\text{dec}}) \right|;$$

3) методом С, який ураховує реальні можливості генерації електричної енергії аналогічно методу В, а також використовує перелік генеруючих одиниць ОЕС України та суміжних енергетичних систем, які беруть участь у зміні рівня генерації електричної енергії та встановлюють пріоритет їх завантаження/розвантаження для збільшення/зменшення обсягів генерації електричної енергії. Для цього оператор системи передачі використовує додаткову інформацію про базовий режим та про порядок зміни і допустимий рівень генерації електричної енергії генеруючих одиниць.

3.5. Для розрахунку величини ТТС застосовується метод В та метод С. У випадку обґрунтованої неможливості застосування методу В або методу С для розрахунку величини ТТС застосовується метод А.

4. Методика розрахунку TRM

4.1. Величина TRM визначається для кожного міждержавного перетину окремо відповідно до методики, описаної в цьому розділі.

4.2. В основу розрахунку величини TRM для визначеного міждержавного перетину покладено метод порівняння статистичних даних щодо фактичних перетоків потужності з планованими перетоками потужності, які вимірюються з інтервалом часу 1 хвилина.

Якщо архівних даних з інтервалом часу 1 хвилина немає, то використовується найменший інтервал часу, який доступний в архіві інформаційного комплексу.

Для визначення TRM при добовому та місячному плануванні використовуються архівні дані за минулий місяць. У разі суттєвих змін топології мережі або за інших умов, які мають суттєвий вплив на величину перетоків потужності порівняно з минулим місяцем, використовуються архівні дані за останній тиждень або останній день.

4.3. При розрахунку величини TRM ураховуються значення перевищень фактичних перетоків потужності над планованими перетоками потужності.

4.4. При річному плануванні використовується середнє значення TRM за останні 12 місяців, при місячному плануванні – середнє значення TRM за попередній місяць.

4.5. Величина TRM визначається як середнє арифметичне значення відхилення плюс стандартне відхилення за формулою:

$$\text{TRM} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}},$$

де X_i – перевищення відхилення фактичного перетоку потужності через міждержавний перетин над плановим для i -того вимірювання;

\bar{X} – середнє арифметичне значення X_i , розраховується за формулою:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n},$$

де n – кількість вимірювань у наборі даних.

Величина TRM округляється до найближчого числа, кратного 50.

4.6. За відсутності архівних даних щодо розрахунку величини TRM використовується формула:

$$\text{TRM} = K \times \sqrt{\frac{P_{h1} \times P_{h2}}{P_{h1} + P_{h2}}},$$

де P_{h1}, P_{h2} – сумарні потужності навантаження (для режиму максимальних навантажень) з кожної із сторін міждержавного перетину, МВт;

K – 0,75 при автоматичному регулюванні та обмеженні перетоку потужності.

5. Періодичність проведення розрахунку

Розрахунок величини ТТС, TRM, NTC, ААС та АТС виконується:

- 1) для річного аукціону – щорічно до проведення річного аукціону;
- 2) для місячних аукціонів – щомісячно до проведення місячного аукціону;
- 3) для добових аукціонів – у разі необхідності.

Начальник Управління енергоринку

Ю. Власенко