

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
НАК "Енергетична Компанія України"



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО

ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО

енергопостачальна компанія

ISO

9001:2008

REGISTERED

Концепція

розвитку електричних мереж
ПАТ "Хмельницькобленерго"



м. Хмельницький, 2011 р.

ЗМІСТ

	Задачі реконструкції, модернізації електричних мереж ПАТ Хмельницькобленерго.....	2
1	Вимоги до побудови електричних мереж, технологічні і компонувальні рішення.....	2
1.1	Принципи побудови мережі 35-110 кВ.....	2
1.2	Принципи побудови мережі 0,4-10 кВ.....	3
1.3	Технологічні і компонувальні рішення мережі 35-110 кВ.....	9
2	Вимоги до обладнання та елементів мережі.....	12
2.1	Розподільні пристрої 35-110 кВ і 6-20 кВ.....	12
2.2	Загальні вимоги до КРПЕ 110 кВ.....	13
2.3	Вимикачі 35-110 кВ.....	14
2.4	Роз'єднувачі 35-110 кВ.....	15
2.5	Вимикачі 10 кВ.....	15
2.6	Силові трансформатори для ПС 35-110 кВ.....	16
2.7	Трансформатори власних потреб і ТП 10 кВ.....	17
2.8	Вольтододавальні трансформатори.....	18
2.9	Вимірювальні трансформатори.....	19
2.10	РЗА і ПА.....	19
2.10.1	Загальні положення.....	19
2.10.2	Нові пристрої РЗА.....	19
2.11	Пристрої компенсації реактивної потужності.....	21
2.12	Заземлення нейтралі мереж 10-35 кВ.....	21
2.13	Системи оперативного струму.....	22
2.14	Обмежувачі перенапруг.....	22
2.15	Власні потреби підстанцій.....	23
2.16	Системи безпеки об'єктів.....	23
2.17	Екологічні вимоги при проектуванні, будівництві та експлуатації електромережевих об'єктів ПАТ «Хмельницькобленерго».....	24
2.18	Енергозбереження.....	24
3	Вимоги до побудови систем оперативно-технологічного управління.....	25
3.1	Загальні вимоги до систем ОТУ.....	25
3.2	Вимоги до Автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУТП).....	25
3.3	Вимоги до Автоматизованої системи оперативно-технологічного управління (АСОТ).....	26
4	Перспектива розвитку.....	26
5	Науково-технічні та експериментальні роботи.....	27
6	Діагностика.....	27
7	Впровадження нових видів електрообладнання, конструкцій і матеріалів («пілотні» проекти).....	28
8	Система контролю реалізації технічної політики.....	28
9	Зміни, які мали би бути відображені в законодавстві України.....	28

Задачі реконструкції, модернізації електричних мереж ПАТ Хмельницькобленерго.

- Зниження технічних втрат електроенергії до величини не більше 5% (в мережах 150-0,23 кВ);
- Ліквідація комерційних втрат;
- Зниження не менш ніж на порядок збитків енергопостачальних компаній від стихійних пошкоджень елементів мережі (особливо, повітряних ліній) і збитків споживачів від аварійних перерв електропостачання (зменшення тривалості перерв в електропостачанні споживачів);
- Виключення можливості електротравматизму через недосконалість розподільних мереж;
- Забезпечення достатньої керованості мережами, автоматичної діагностики їх елементів, контролю режимів передачі та споживання електроенергії;
- Забезпечення жорсткості електромережі до рівня напруги $U_{\text{роб.}} \pm 2,5\%$ при коливаннях навантаження від 0 до $S_{\text{ном.}}$

1. Вимоги до побудови електричних мереж, технологічні і компонувальні рішення.

1.1. Принципи побудови мережі 35-110 кВ.

В якості основної мережі ПАТ «Хмельницькобленерго» визначені мережі напругою 35-110 кВ.

Вибір класу напруги розподілу електроенергії повинен здійснюватися в процесі розробки Схем перспективного розвитку мереж 35-110 кВ на основі аналізу зростання перспективних електричних навантажень. При будівництві ліній, підстанцій і для живлення нових приєднаних споживачів пріоритет повинен віддаватися напрузі 110 кВ. При технічній необхідності підвищення параметрів якості електричної енергії мережі 35 кВ необхідно розглядати можливість переведення підстанцій 35 кВ, розташованих в центрі навантажень, на напругу 110 кВ.

Питання переведення мереж середньої напруги на більш високий клас напруг має вирішуватися в окремому розділі проекту у вигляді відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Встановлюються наступні максимальні довжини повітряних і кабельних ліній електропередачі в залежності від класу напруги і щільності населення (для щільно населених районів / для районів з малою щільністю населення):

- для ПЛ-110 кВ - до 80 км;
- для КЛ-110 кВ - до 20 км;
- для ПЛ 35 кВ - до 20/35 км;
- для КЛ 35 кВ - до 10 км.

Збільшення довжини ліній в порівнянні з вищенаведеними даними допускається за наявності техніко-економічного обґрунтування.

До підстанцій напругою 110 (35) кВ, які будуються, допускається приєднувати не більше 4-х ліній електропередачі 110 або 35 кВ. Збільшення числа приєднань можливо при додатковому обґрунтуванні (розвиток мережі 110 кВ, необхідність технологічного приєднання великого споживача).

На стороні високої напруги при проектуванні вузлових підстанцій напругою

35-110 кВ повинні застосовуватися одинарні системи шин, які секціонуються. Подвійні і обхідні системи шин 35-110 кВ застосовуються тільки при спеціальному обґрунтуванні, в недостатньо надійних і нерезервованих електричних мережах.

При проектуванні прохідних ПС рекомендуються до застосування схеми «місток з вимикачами в ланцюзі трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (схеми 35-4, 110-4). Допускається застосування найпростішої схеми підстанцій 35-110 кВ «два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» (35-2, 110-2) для живлення двотрансформаторних ПС в тупиковому режимі. Всі схеми підстанцій повинні вибиратися на підставі проектної документації та відповідного техніко-економічного розрахунку.

Розвиток мережі повинен здійснюватися шляхом зменшення числа відгалужувальних ПС на одній ПЛ. При цьому число підключених до цих відгалужень ПС на одній транзитній ПЛ не повинно перевищувати трьох, з подальшим розвитком мережі і зниженням їх кількості.

При проектуванні реконструкції та будівництва електричної мережі пред'являються наступні вимоги:

- мережеве резервування з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій або з різних шин однієї підстанції, що має 2-стороннє незалежне живлення, як схемного рішення підвищення надійності електропостачання;

- мережним резервуванням повинні бути забезпечені всі підстанції напругою 35-110 кВ (для підстанцій напругою 35 кВ допускається резервування шин 6-10 кВ по мережі 6-10 кВ);

- не допускається приєднання споживачів категорії з надійності електропостачання вище III тільки до однієї одностансформаторної підстанції або до трансформаторної підстанції з одною живильною лінією, яка не має мережевого резервування на повну приєднувану потужність;

- формування системи електропостачання споживачів за умови одноразового мережевого резервування;

- не допускається приєднання до електричної мережі електроприймачів споживачів, внутрішня схема яких не дозволить забезпечити відповідну категорію електроприймачів щодо надійності електропостачання;

- для особливої групи електроприймачів повинно бути передбачене резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює споживач.

В якості основних ліній у мережах 35-110 кВ слід застосовувати взаємно резервовані лінії електропередачі 35-110 кВ з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій або з різних шин однієї підстанції, що має 2-стороннє незалежне живлення.

При будівництві лінії електропередачі напругою 0,4-110 кВ слід застосовувати принцип переважного спорудження або цілком у кабельному, або в повітряному виконанні. Спорудження кабельно-повітряних ліній електропередачі допускається за окремим обґрунтуванням (перевірка узгодженості вхідних та вихідних опорів ділянок ЛЕП).

1.2. Принципи побудови мережі 0,4-10 кВ.

Вибір класу напруги розподілу електроенергії повинен здійснюватися в процесі розробки Схем перспективного розвитку мереж 10 кВ, на основі аналізу

зростання перспективних електричних навантажень.

Максимальне використання досвіду влаштування електромереж "Укрзалізниці", їх типові проекти.

При плануванні реконструкції ділянок мереж, будівництво нових електромережних зон, будівництві нових вузлових центрів живлення повинен здійснюватися перехід на більш високі класи середньої напруги (з 10 кВ на 20 кВ).

До розробки Схем перспективного розвитку електричних мереж напругою 10 кВ питання переведення мереж середньої напруги на більш високий клас напруг має вирішуватися в окремій частині проекту у вигляді відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Встановлюються такі максимальні довжини повітряних і кабельних ліній електропередачі в залежності від класу напруги і щільності населення:

- Для ПЛ (КЛ) 10 кВ - 10 км;
- Для ПЛ (КЛ) -0,4 кВ - не більше 0,3 км від центру живлення до найбільш віддаленої точки. У міській і сільській місцевості протяжність ПЛ (КЛ) варіюється в залежності від типу конструкції ТП, які використовуються.
- В населених пунктах надається перевага спорудженню кабельних ліній 0,4-10 кВ.

Збільшення довжини ліній в порівнянні з вищенаведеними даними допускається за наявності техніко-економічного обґрунтування.

Розділення довгих, існуючих ліній електропередач здійснюється шляхом перерозподілу з іншими ПЛ-10 кВ.

На стороні низької напруги ПС 35-110/6-10 кВ повинні застосовуватися одинарні системи шин 10 кВ, які секціонуються. Застосування обхідних систем шин, як правило, **не допускається**. В окремих випадках можливе застосування обхідних систем шин у складі систем плавки ожеледі.

Вимоги до побудови електричних мереж:

- Формувати систему електропостачання споживачів з умови одноразового мережевого резервування;
- Для особливої групи електроприймачів повинен бути передбачено резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює споживач.

При новому будівництві, розширенні і реконструкції мереж напругою 10-35 кВ необхідно розглядати варіанти проектних рішень мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасящий реактор, з автоматичною компенсацією ємнісних струмів, або переважно нейтраллю, заземленою через резистор.

Основним принципом побудови мереж ПЛ 10 кВ слід приймати магістральний принцип, який передбачає побудову (формування) магістральних ліній електропередачі у розгалуженій мережі між двох центрів живлення (секціонувальний пункт з автоматичним включенням резерву) із забезпеченням встановлених вимог до параметрів якості електричної енергії всіх споживачів в зоні дії магістралі при відключенні одного з центрів живлення (післяаварійний режим). Магістральні лінії 10 кВ повинні бути виконані проводом одного перерізу на опорах підвищеної механічної міцності і підвісних ізоляторах, оснащені автоматичними секціонувальними пунктами виконаних на опорах (реклоузерами). Допускається, за наявності техніко-економічного обґрунтування, встановлення замість автоматичного секціонувального пункту, секціонувального пункту на роз'єднувачах.

У мережах з кабельними лініями 10 кВ слід застосовувати 2-променеву або кільцеву схему. Вибір схеми побудови слід здійснювати на підставі техніко-економічного аналізу.

У мережах 10 кВ слід застосовувати два види автоматичного включення резерву (АВР):

- мережевий АВР в пункті АВР, що з'єднує дві лінії, які відходять від різних підстанцій 35-110 кВ або різних секцій шин 10 кВ однієї підстанції напругою 35 - 110 кВ;

- місцевий пункт АВР для включення резервного вводу на шини високої напруги підстанцій 10/0,4 кВ або розподільних пунктів 10 кВ після зникнення напруги на робочому вводі і його відключення;

- для відповідальних споживачів необхідно встановлювати пристрої АВР безпосередньо на вводі 0,4 кВ та 10 кВ.

Для обмеження струмів відключення між силовими трансформаторами і РУ 10 кВ можуть бути встановлені реактори. До установки можуть прийматися схеми як із загальним реактором на 2-4 лінії і вимикачем на кожній з них, так і окремі реактори для однієї лінії. Установка реакторів повинна мати техніко-економічне обґрунтування.

Вибір центра живлення при модернізації та реконструкції електромереж 10-0,4 кВ має здійснюватись за результатами вимірів струмів та напруги у режимні дні (на основі визначення фактичних центрів навантажень та рівнів напруг в вузлах та у споживачів).

При розрахунку потужності джерела живлення враховувати коефіцієнт запасу потужності, виходячи з аналізу програм соціально-економічного розвитку області.

Відпрацювання нових технологій в модернізації схем електропостачання проводити при реалізації пілотних проєктів.

Винесення приладів обліку для будь-яких споживачів за межі будівлі, або території споживача, для забезпечення безперешкодного доступу до приладу обліку та контролю.

При реконструкцію мереж 10 та 0,4 кВ використовувати практику, яка була застосована при реконструкції електромереж старої частини міста Нетішин Хмельницької області в частині застосування сезонних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Живлення кабельними лініями електропередач:

- в містах та населених пунктах із щільною забудовою будівель передбачити будівництво трансформаторних підстанцій в центрі навантаження;

- безпосередньо біля трансформаторних підстанцій встановлювати розподільчий щит з обліком для споживачів, які будуть підключені до цих розподільчих щитів;

- від розподільчого щита обліку біля трансформаторних підстанцій будівництво кабельних ліній до кожного відокремленого споживача;

- встановлювати підстанції переважно стовбового типу;

- максимально використовувати у споживачів зонний облік.

Зокрема, шляхи вирішення зазначених вище завдань виглядають такими:

1. Розширити обсяги застосування систем адресного електропостачання як з використанням розвантажувальних підстанцій 10/0,4 кВ, так і ліній 0,4 кВ

підземної прокладки (діелектричні кабельні системи) з оптимізованими перерізами проводів по довжині лінії.

Другий варіант у порівнянні з першим має незаперечні переваги: окрім істотно вищих рівнів надійності, безпеки, комерційної захищеності при однакових значеннях втрат енергії і напруги капітальні вкладення в лінію 0,4 кВ ДКС нижче на ~ 25%, ніж за варіантом з розвантажувальними підстанціями.

2. У схемах КТП і розподільних щитів 0,4 кВ адресного постачання, передбачати підключення конкретних споживачів через «свої» комутаційні апарати та прилади обліку електричної енергії. Підстанції оснащувати: засобами контролю режиму перетворення, передачі та споживання енергії, діагностики обладнання, включаючи живлячі лінії, передачі диспетчеру мережі відповідної інформації, а також пристроями компенсації реактивної потужності (автоматично регульованими конденсаторними батареями).

3. Аналогічно повинні виконуватися комплектні підстанції, що випускаються на сьогоднішній день нашою промисловістю. Особливої уваги заслуговують трансформаторні підстанції у бетонній оболонці (КТПБ) для використання, як в процесі будівництва нових, так і реконструкції діючих мереж 10 (6) кВ.

Відносно КТПБ слід було б врахувати ряд вимог до їх конструктивних особливостей. По-перше, необхідно вирішити питання раціонального розмежування пристроїв високої і низької напруг. По-друге, виключити застосування вставок високовольних кабелів у схемі приєднання силових трансформаторів до РУ високої напруги. По-третє, віддавати перевагу однострансформаторних підстанціям із зовнішнім обслуговуванням і резервуванням живлення споживачів по лініях 0,4 кВ від сусідніх, оптимально розташованих і також однострансформаторних, КТП. По-четверте, варто було б взагалі заборонити застосування КТП в простих металевих корпусах (оболонках); проектами передбачати використання підстанцій в корпусах бетонних або металевих, але утеплених, типу «сендвіч» (в Росії вже років 5 як прийнято таке рішення, в багатьох розвинених країнах ця вимога є обов'язковою). По-п'яте, шинні (а не кабельні) з'єднання за високою і низькою стороною трансформатора повинні мати мінімальну довжину. По-шосте, повинна бути забезпечена достатня вентиляція трансформаторного відсіку. По-сьоме, визначити базовий склад пристроїв захисту, автоматики, телесигналізації міських і сільських КТП.

4. Розширити використання високоомного резистивного заземлення нейтралі мережі 10 кВ (опір резистора становить 50-100% від величини ємнісного опору мережі). При зазначеному заземленні нейтралі внутрішні перенапруги, джерелом яких є перекидні ("перемежовующиеся") однофазні замикання на землю, обмежуються до величини не більше 2,4 фазної напруги.

Цей фактор сприяє надійній експлуатації сухих силових трансформаторів та кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, а також обмеженню тривалості однофазного замикання, часто з найбільш небезпечними обривами проводів і подвійними замиканнями на землю, до декількох секунд.

5. Одним з найважливіших завдань управління мережею 10 (6)/0,4 кВ вважати контроль і підтримку необхідних рівнів напруги у споживачів. Безпосередньо в мережі останнього ступеня трансформації цілком можливо взагалі відмовитися від застосування тих чи інших регуляторів напруги, за винятком пристроїв компенсації реактивної потужності. Функція регулювання напруги в цих мережах

повинна повною мірою забезпечуватися силовими трансформаторами живлячих підстанцій 110 (35) / 10 (6) кВ. З цієї метою прийнятні два варіанти її вирішення. Перший - відновлення і налагодження надійного функціонування РПН згідно з економічно обґрунтованим, раціональним регламентом напруг і урахуванням залишкового ресурсу працездатності РПН. Другий - дооснащення регулювальними автотрансформаторами підстанцій 110 кВ, де РПН не забезпечують необхідний режим регулювання, і підстанцій 35 кВ, де встановлені трансформатори з ПБЗ.

Залежність втрат та струму холостого ходу все того ж силового розподільчого трансформатора від напруги (U) на його вході різко нелінійна. Наприклад, перевищення напруги (U) щодо номінальної (U_n), всього на 5% ($U / U_n = 1,05$) веде, в середньому, до збільшення втрат х. х. на 15-20% і струму холостого ходу в 1,5-1,8 рази в порівнянні з зазначеними в його паспорті значеннями. У разі $U / U_n = 1,1$ втрати й струм х. х. збільшуються, відповідно, на ~ 50% і в ~ 4 рази. (Найбільша робоча напруга електрообладнання мереж 3-20 кВ дорівнює 120% U_n !). Таке зростання втрат та струму х. х. - наслідок розрахунку трансформатора за номінальним значенням напруги (6 або 10 кВ), коли в мережі він експлуатується при напругах порядку 1,05 і навіть 1,1 U_n . При цьому в години нічного мінімуму косинус кута навантаження мережі падає до 0,5 і нижче.

6. Частково питання оснащення підстанцій розподільних мереж силовими трансформаторами з поліпшеними характеристиками можуть бути вирішені за допомогою організації в електропостачальних підприємствах (централізовано) робіт з реконструкції трансформаторів, які вичерпали ресурс придатності, що підлягають ремонту або списанню та утилізації у вигляді металобрухту. Така реконструкція (замість капітального ремонту з збереженням економічно збиткових, колишніх параметрів) зводиться до кількох обов'язкових операцій, що задовольняє головній вимозі: втрати потужності холостого ходу і короткого замикання не повинні перевищувати значення, властиві трансформаторам вітчизняного (СНД) виробництва останніх 2-3 років.

Її сутність полягає в тому, що потужність силового трансформатора знижується на один ступінь. Наприклад, ТМ-160/10 випуску ~ 1970 року, підлягає заміні (або пошкоджений в експлуатації), реконструюється в ТМр-100/10. Зменшується перетин дроту обмоток, збільшується кількість їх витків. У обмотках високої напруги, як варіант, виводяться два, щодо нульового, регулювальні відгалуження (+5%, -5%). А трансформатори ТМр для використання в мережах, де жорстко виконується регламент оптимальних напруг, взагалі не комплектуються ПБЗ. Доповнивши активну частину обмоткою, з'єднаною в трикутник, - знижується на порядок величина опору нульової послідовності і забезпечується достатня симетрія напруг на виводах 0,4 кВ в режимах нерівномірного завантаження фаз трансформатора. Розподільні трансформатори, включаючи і 20/0,4 кВ, з додатковою, з'єднаною в трикутник (симетруючою), обмоткою вигідно замінюють трансформатори з групами трикутник-зірка і зірка-зигзаг. Вони простіше у виготовленні, надійніші в експлуатації, забезпечують працездатність автоматичних вимикачів в ощадливому режимі відключення однофазних коротких замикань в мережі 0,4 кВ, не порушуючи при цьому безпосереднього зв'язку обмотки НН із заземлюючим пристроєм підстанції. Використання групи зірка-зірка-трикутник(с) дозволяє спростити створення трансформаторів 10 / 0,4 кВ, в яких на перспективу перевodu мережі 10 кВ на 20 кВ була б можливість

нескладного перемикання первинної обмотки з 10 на 20 кВ (така можливість заздалегідь передбачається особливою конструкцією трансформатора).

З урахуванням усіх складових вартості таких робіт витрати на їх виконання орієнтовно в два рази нижче ціни нових трансформаторів відповідної потужності при однаковому терміні подальшої експлуатації і практично рівних втратах енергії. Використання реконструйованих трансформаторів доцільно також і на діючих підстанціях, які не мають перспективи (мінімум на наступні 10 років) зростання максимального навантаження понад 40% від потужності раніше встановленого трансформатора. У цьому випадку зниження сумарних втрат в результаті однієї заміни (160 на 100 кВА) складе не менше 1500 кВт * год (при номінальній напрузі!) щорічно. А загальний економічний ефект від реконструкції і заміни в системі НАК «Енергетична компанія Україна» 10 тисяч трансформаторів потужністю 63-250 кВА за 25 років їх майбутньої експлуатації, орієнтовно, перевищить 250 млн. гривень.

Обґрунтування пропонованої реконструкції трансформаторів виходить з ряду обставин і можливостей ефективного витрачання матеріальних та фінансових ресурсів з кінцевою метою мінімізації втрат в мережах 10 (6) / 0,4 кВ, забезпечивши належну якість електропостачання споживачів. Це:

- Максимальне навантаження силових розподільних трансформаторів, переважно, складає лише 20-30% їх встановленої потужності;

- Повсюдна заміна морально застарілих трансформаторів на нові вимагає капітальних вкладень, які за попередньою оцінкою, в два рази перевищують витрати на пропоновану реконструкцію. До того ж не вирішує проблеми втрат холостого ходу, пов'язаної з режимними відхиленнями напруги на вході трансформатора;

- У реконструйованих трансформаторах створюється запас по індукції і втратах холостого ходу при відхиленнях напруги в межах 1,0 - 1,075 Ун; різниця у вартості втрат електроенергії за нормативний термін експлуатації (6,7 року) морально застарілого і реконструйованого трансформаторів (зрозуміло, враховуючи неминуче підвищення вартості електричної енергії), здебільшого, окупає відповідні витрати.

7. Запропонувати зміни нормативних документів (у разі необхідності узгодити з Держстандартом України), розпорядчих документів на основні параметри нових і тих, що знаходяться в експлуатації силових трансформаторів: втрати холостого ходу і короткого замикання, наявність і число ступенів ПБЗ, опір нульової послідовності та пов'язані з ним рекомендовані групи з'єднань обмоток.

Втрати енергії в силових трансформаторах, особливо, холостого ходу, - це не настільки дріб'язковий питання, щоб на нього не звертати увагу. Досить оцінити вартість втрат х.х., наприклад, ТМ-160/10 виробництва 70-80-х років (не кажучи вже про 60-х) за 6,7 років майбутньої його експлуатації (близько 19 тис. гривень), щоб переконатися в правочинності постановки і важливості цієї проблеми. Значної шкоди українській електроенергетиці наносять тендерні закупівлі, для яких головне - ціна трансформатора, а не його якість, що визначається, в першу чергу, втратами енергії, і не тільки за нормативний термін окупності (6,7 років), а й за весь термін його експлуатації (25 років). Виходячи із зазначеного, основним показником для прийняття рішення з того чи іншого тендеру повинна служити, так звана, повна вартість трансформатора (його ціна на момент покупки плюс вартість

втрат енергії за 6,7 і 25 років експлуатації з урахуванням зростання ціни електроенергії у відповідному періоді). Корисною виявиться і перевірка відповідності паспортним даним дійсних значень втрат в об'єкті придбання трансформаторі.

Врахувати вхідні та вихідні опори різних ділянок електромережі та забезпечувати їх узгодження (забезпечити дослідження цієї проблеми та підготувати рекомендації для проектних та експлуатаційних організацій).

1.3. Технологічні і компоувальні рішення мережі 35-110 кВ.

Для ПС 35-110 кВ:

- Створення підстанцій з дистанційним керуванням і контролем без постійного обслуговуючого персоналу;

- Компактність, комплектність і високий ступінь заводської готовності;

- Комплексна автоматизація, що забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану обладнання, діагностики та управління обладнанням;

- Забезпечення цифровими каналами зв'язку для передачі сигналів управління і інформації про стан електрообладнання на диспетчерський пункт, в тому числі, диспетчерськими голосовими каналами;

- Низьке споживання електроенергії на власні потреби і зниження обсягу регламентних робіт з технічного обслуговування і ремонту;

- Зручність проведення огляду, технічного обслуговування і ремонту;

- Безпека експлуатації, технічного обслуговування і ремонту;

- Екологічна безпека.

Вимоги в частині електромагнітної сумісності:

- Виконання заземлюючих пристроїв, що забезпечують вирівнювання потенціалу на території і заземленому обладнанні підстанції;

- Установка захистів від прямих ударів блискавки і проникнення імпульсів перенапруги у вторинні ланцюги;

- Виконання компоування підстанції з урахуванням електромагнітного впливу первинних ланцюгів і устаткування на вторинні ланцюги і мікропроцесорні пристрої;

- Виконання розрахунків рівнів електричних наведень і перешкод, допустимих для застосовуваного електрообладнання при виборі трас і способів прокладки силових кабелів і кабелів вторинних кіл на відкритій частині підстанцій і в будівлях;

- При необхідності ухвалення додаткових заходів щодо забезпечення ЕМС, в т.ч. по виключенню впливу статичної електрики;

- Врахування вимог заводів-виробників з електромагнітної сумісності на вживане обладнання;

- Скорочення площ підстанцій шляхом оптимізації схемно-компоувальних рішень.

Компоувальні рішення ПС:

- Застосування закритих розподільних пристроїв 35-110 кВ, в тому числі, модульного виконання, за наявності техніко-економічного обґрунтування;

- Застосування екологічно безпечних маслозбірних пристроїв з

вандалозахищеними кришками;

- Управління та моніторинг пристроїв обігріву комірок КРУН і обладнання ВРП по каналах ТУ та ТС.

- Влаштування кімнат відпочинку та санітарно-побутових умов, відео спостереження сигналізації, ТУ, ТС.

При будівництві, реконструкції і технічному переозброєнні підстанцій 35-110 кВ необхідно застосовувати силові трансформатори одиничною потужністю не вище 6,3 МВА на підстанціях 35 кВ і не вище 63 МВА на підстанціях 110 кВ (збільшення потужності понад зазначених даних повинна мати техніко-економічне обґрунтування).

Силові трансформатори на нових та реконструйованих підстанціях 110 та 35 кВ повинні бути оснащені РПН з автоматичними регуляторами напруги.

При реконструкції підстанцій для заміни застарілого електроустаткування слід передбачати обладнання з підвищеною функціональною і експлуатаційною надійністю, екологічною та технологічною безпекою, що дозволяє застосовувати дистанційне управління з віддалених диспетчерських центрів при мінімумі експлуатаційних витрат.

Встановлювати розрядники або обмежувачі перенапруг на всіх відходящих від ПС 35-110 кВ лініях 10 кВ, незалежно від типу опор ПЛ-10 кВ.

Комутаційне обладнання.

Модернізація парку комутаційних апаратів повинна проходити з урахуванням недопущення існуючих недоліків в експлуатації обладнання.

Модернізація існуючого парку обладнання при реконструкції об'єктів і будівництві ПС нового покоління для ПАТ "Хмельницькобленерго" повинна проходити відповідно до основних цілей:

- Підвищення надійності і наочності первинних схем ПС, схем власних потреб;
- Застосування сучасного високоякісного обладнання і як наслідок - збільшення ресурсу при інтенсивній експлуатації;
- Використання сучасних засобів управління та захисту;
- Підвищення зручності експлуатації і безпеки за рахунок впровадження компактних конструктивних рішень РУ 10-110 кВ;
- Підвищення грозостійкості підходів до ПС;
- Зниження витрат на експлуатацію;

ЛЕП 35-110 кВ.

Будівництво нових і реконструкцію існуючих ліній електропередач слід здійснювати на розрахунковий термін служби за елементами ВЛ (не менше 40 років). Для ПЛ, що проходять по лісових масивах, розрахунок ширини просіки проводити з урахуванням перспективи росту дерев основного масиву, або при будівництві використовувати опори, висота яких більша за висоту найвищого дерева лісового масиву.

Вибір конструкцій мережевих об'єктів всіх класів напруги необхідно виконувати з умов:

- Мінімуму витрат на їх технічне обслуговування та ремонти;
- Можливості проведення технічного обслуговування і ремонту на ПЛ без зняття напруги (горизонтальне розташування проводів, спеціальні типи в'язок,

роз'ємні затискачі і т. д.);

- При проходженні ПЛ по території міста необхідно використовувати подвійні підвісні гірлянди ізоляторів.

Для проходження ПЛ через ліси та посадки, використовувати опори, висота яких забезпечує підвіску проводів вище найвищих дерев, з забезпечення під'їздів лише до опор (досвід Швейцарії).

2.4. Технологічні і компонувальні рішення 0,4-10 кВ.

ТП (РП) 10/0, 4 кВ.

Основним напрямком розвитку електричних мереж напругою 10/0,4 кВ в сільській місцевості з метою зниження втрат, збільшення можливості приєднання споживачів та підвищення надійності електропостачання повинно застосовуватися технічне рішення по наближенню пунктів трансформації електроенергії до споживача, шляхом установки розвантажувальних трансформаторних пунктів 10/0,4 кВ.

У населених пунктах, районних центрах, поблизу шкіл, лікарень, інших місць масового перебування населення слід застосовувати малогабаритні комплектні ТП кіоскового типу в бетонній або металевій оболонці з тепловою ізоляцією з повністю ізольованими виходами (проводи, елементи введів, апаратні затискачі).

В електричних мережах міст слід застосовувати малогабаритні блокові комплектні трансформаторні підстанції, що органічно вписуються в архітектуру населених пунктів, із застосуванням у складі РУ малогабаритних вакуумних вимикачів по стороні 10 кВ. Трансформатори застосовувати сухі з литою ізоляцією або масляні герметичні (останні повинні мати маслоприймач, розрахований на прийом не менше 20% трансформаторного масла трансформатора, з відводом масла в маслозбірник, у разі порушення герметичності) і зниженим рівнем шуму, що дозволить розташовувати КТП в безпосередній близькості до житлових будинків. У даному випадку більш прийнятним є застосування підземних (заглиблених) ТП контейнерного типу.

При реконструкцію мереж 10 та 0,4 кВ використовувати практику, яка була застосована при реконструкції електромереж старої частини міста Нетішин Хмельницької області в частині застосування сезонних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

КЛ, ПЛ 10 кВ.

Основними принципами побудови КЛ напругою 6-20 кВ в містах є застосування петльових або багатопромених схем (2 і більше променя) з пов'язаними променями в кільцеву схему (змішані схеми), як правило, з ручним включенням резервної лінії.

У великих містах (з кількістю мешканців 1 млн і більше), а також в мережах 10 кВ об'єктів життєзабезпечення та споживачів 1-ї категорії рекомендується застосовувати 2-променеві схеми з автоматичним включенням резерву.

Побудову мереж в містах від джерел живлення слід здійснювати із застосуванням розподільчих пунктів напругою 10 кВ.

При реконструкції ЛЕП для відповідальних споживачів прокладати разом з лініями електропередач лінії зв'язку (бажано з використанням оптоволокна).

Для захисту ПЛ від перенапруг, під час грози, повернутись до використання іскрових розрядників (проміжки).

ПЛ 0,4 кВ.

ПЛ 0,4 кВ повинні бути виконані по радіальній схемі проводами одного перерізу на всій довжині лінії. ПЛ 0,4 кВ виконуються в трифазному 4-дротовому виконанні з застосуванням самонесучих ізолюваних проводів. Довжина ліній повинна бути визначена виходячи з умов забезпечення необхідних техніко-економічних показників лінії, якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів. Обмежується використання ПЛ у населених пунктах (перевага надається КЛ).

2. Вимоги до обладнання та елементів мережі.

2.1. Розподільні пристрої 35-110 кВ і 6-20 кВ.

Технічні вимоги до РУ 35-110 кВ:

- Допускаються до застосування РУ відкритого виконання при будівництві підстанції поза територією міст, підстанцій глибокого вводу (при відсутності вимог споживача до закритого виконання);

- у великих населених пунктах при обмежених умовах або відповідно до вимог архітектури міста РУ 35-110 кВ виконується закритого типу модульного або контейнерного виконання з установкою КРПЕ (110 кВ) або в блочно-модульному будівлі у вигляді КРУ на вакуумних вимикачах (35 кВ);

- застосування металоконструкцій порталів підвищеної міцності і стійких до корозії, в тому числі, нових матеріалів для захисту будівельних конструкцій від корозії;

- застосування полегшених попередньо-напружених залізобетонних стійок і паль, а також лежнів під обладнання;

- відмова від виконання земляних робіт шляхом застосування різних типів збірних залізобетонних та пальових фундаментів, у тому числі фундаментів з гвинтових паль;

- гнучка або жорстка ошиновка блокової заводської комплектації;

- самодіагностика основного електрообладнання;

- прогресивні технології обслуговування устаткування.

Технічні вимоги до РУ 10 кВ:

- у містах, селищах міського типу, як правило, закрите виконання, в тому числі, з осередками модульного типу на базі вакуумних вимикачів;

- в конструкції РУ 10 кВ вакуумний вимикач повинен забезпечувати функції вимикача і роз'єднувача в єдиному модулі (викатне або висувне виконання);

- в комірках з трансформаторами напруги повинні бути вжиті заходи щодо запобігання резонансних підвищень напруги;

- використання вимірювальних трансформаторів струму з литою ізоляцією, трансформаторів напруги - з литою і масляною ізоляцією, сухих трансформаторів власних потреб;

- гнучка архітектура комірки з компактним і безпечним компонуванням функціональних елементів пристрою;

- оснащення пристроями релейного захисту та автоматики, апаратами телекерування, телесигналізації і приладами для визначення місць міжфазних коротких замикань, однофазних замикань на землю в лініях 10 кВ;

- для захисту від дугових коротких замикань усередині шаф КРУ повинні бути передбачені як клапаний, так і оптичний дуговий захист.

2.2. Загальні вимоги до КРПЕ 110 кВ.

Комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією 110 кВ повинні застосовуватися тільки для внутрішньої установки.

Головною вимогою до надійності КРПЕ є вивід в ремонт будь-якого газового об'єму без повного відключення КРПЕ.

З метою виконання вимог з безпеки в КРПЕ повинні бути передбачені другі заземлювальні ножі на системах шин і в розвилці шинних роз'єднувачів (для схеми дві системи шин).

Вимоги до приміщень та технологічного обладнання КРПЕ:

- елегазовий зал повинен, переважно, розташовуватися на відмітці «0», розташування залу нижче за відмітку «0» не допускається;

- ворота в залу КРПЕ повинні забезпечувати можливість транспортування максимальної за габаритами транспортної одиниці в транспортній упаковці і провозу обладнання для випробувань КРПЕ, ворота повинні бути механізованими, герметичними і теплоізолюючими;

- при розташуванні залу КРПЕ на відмітці вище «0» проектом повинен бути передбачений отвір, розміри якого повинні дозволяти транспортування максимальної транспортної одиниці в транспортній упаковці, на відмітці «0» повинен бути забезпечений заїзд вантажної машини під проїом;

- в залі КРПЕ повинна бути встановлена кран-балка, що перекриває всю площу залу, в тому числі і проїом. Вантажопідйомність кран-балки повинна відповідати максимальній масі транспортної одиниці елегазового обладнання, яке буде встановлено в залі КРПЕ.

У будівлі підстанції повинні бути передбачені такі приміщення:

- приміщення для зберігання балонів з елегазом (площа не менше 8 м²) з витяжною вентиляцією;

- приміщення для зберігання запасних частин та пристосувань площею не менше 10 м²;

- приміщення для ремонтного і налагоджувального персоналу площею не менше 30 м² з природним і штучним освітленням.

В приміщенні повинен дотримуватися температурний режим. Допуск по висоті розташування закладних деталей для установки полюсів комірок повинен відповідати допускам, вказаним в технічному описі та інструкції з експлуатації на відповідний тип елегазових комірок.

У залі КРПЕ повинно бути встановлено кілька щитових збірок постійного і змінного струму (в залежності від кількості комірок і розмірів залу КРПЕ) для підключення осцилографічного, пусконалагоджувального та випробувального обладнання на 380/220 В.

Підлога в залі КРПЕ повинна бути зроблена з матеріалу, що не дає пилу при транспортуванні елегазового та допоміжного обладнання, і пофарбована фарбою, стійкою до дії вологи;

стіни і стеля в залі КРПЕ повинні бути пофарбовані фарбою, стійкої до впливу вологи.

Отвори в підлозі для забезпечення з'єднання кабельного вводу з КРПЕ повинні

мати розміри, що дозволяють проводити приєднання і від'єднування кабелю без демонтажу окремих елементів КРПЕ.

Повітрообмін в залі КРПЕ забезпечується 3-х кратною загальнообмінною вентиляцією. Аварійна вентиляція 8-ми кратна, що складається з 3-х кратної загальнообмінної, плюс один вентилятор тієї ж потужності (3-х кратний), що видаляє елегаз з нижньої зони, і 2-х кратної вентиляції, що здійснює відведення елегазу даховими вентиляторами.

Повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри, що запобігають потраплянню в приміщення пилу.

2.3. Вимикачі 35-110 кВ.

Відповідно до сучасних умов роботи обладнання, при проектуванні розподільних пристроїв 35-110 кВ і виробництві високовольних вимикачів повинні забезпечуватися наступні вимоги:

- висока надійність конструктивних елементів, матеріалів і складання устаткування з метою терміну служби не менше 40 років;
 - електрична і екологічна безпека застосовуваних конструкцій і матеріалів;
 - мінімальні витрати на ТО і максимальний термін гарантії фірми-виробника, але не менше 5 років;
 - застосування полімерних ізоляторів для бакових вимикачів з RIP-ізоляцією, а також виконання дугогасних камер і опорних ізоляторів колонкових вимикачів з полімерних матеріалів, для поліпшення характеристик вимикачів, зниження ваги, забезпечення стійкості до забруднення та актів вандалізму;
 - розширення стандартної лінійки номінальних струмів вимикачів 110 кВ починаючи з нижньої межі струмів - 600 А;
 - високий ступінь заводської готовності, при необхідності в найкоротші терміни проведення гарантійного і післягарантійного технічного обслуговування обладнання;
 - великий комутаційний і механічний ресурс контактної системи, що визначається високою зносостійкістю контактів:
 - а. ресурс по механічній працездатності, операцій В/О - не менше 10 тис.,
 - б. ресурс по комутаційній здатності при номінальному струмі, операцій В/О - не менше 5 тис.,
 - відсутність необхідності обслуговування дугогасильних камер протягом усього терміну служби;
 - розширені межі температурного діапазону для кожного кліматичного виконання;
 - високонадійні та ефективні низькострумові приводи, які не потребують регулювання протягом всього терміну служби;
 - електромагнітна сумісність з будь-якими типами устаткування;
 - ремонтпридатність вузлів вимикача (шляхом заміни) без порушення умов гарантії;
- Вимоги до приводів вимикачів 35-110 кВ:
- стійкість конструктивних елементів приводу до впливів навколишнього середовища;
 - високий ступінь експлуатаційної надійності;
 - простота принципу дії (роботи) і міцність конструкції;

- відсутність потреби в ТО протягом терміну служби;
- низьке споживання енергії;
- поєднання кращих якостей пружинного і електромагнітного приводів.

Виходячи з доцільності, для найбільш відповідальних ПС (міські, транзитні) та ПС, до яких підключені споживачі 1 категорії, необхідно встановлювати вимикачі з пружинними приводами і електродвигунами постійного струму. В інших же випадках, для основної кількості високовольтних вимикачів, на ПС 35-110 кВ слід використовувати пружинні приводи з електродвигунами змінного-постійного струму.

На ПС 35-110 кВ повинні застосовуватися схеми з вакуумними вимикачами та закритими РП (ЗРП) 10 кВ. Конструкції ПС 110 кВ повинні передбачати застосування у ВРП 110 кВ переважно колонкових елегазових вимикачів з пружинними приводами, для ПС 35 кВ - ВРП з вакуумними вимикачами. Бакові вимикачі 35-110 кВ допускається застосовувати за окремими рішеннями, у тому числі у разі комбінованої установки ТС-роз'єднувач-заземлювач-вимикач.

2.4. Роз'єднувачі 35-110 кВ.

Вимоги до роз'єднувачів 35-110 кВ:

- Стійкість до корозії і механічного зносу покриття поверхонь контактів;
- Оснащення руховим приводом робочих і заземлюючих ножів роз'єднувачів з наявністю захисного блокування між ними;
- Комплектування високоомісними фарфоровими або полімерними опорними ізоляторами;
- Контакти головних і заземлюючих ножів повинні забезпечувати стабільне контактне натискання, яке не потребує регулювань в ході експлуатації протягом усього терміну служби - 30 років;
- Деталі та вузли кінематичної передачі повинні виконуватися із застосуванням підшипників, що не вимагають мастила в процесі всього терміну експлуатації;
- Комплектування високонадійними перемикаючими пристроями для реалізації схем електромагнітного блокування;
- Використання шарнірів тяг і валів на полімерних вкладишах з низьким коефіцієнтом тертя;
- Гарантована працездатність при стінці ожеледі не менше 25 мм;
- Застосування стійкого антикорозійного покриття сталевих деталей на основі гарячої або холодної оцинковки, що забезпечує надійний захист на весь термін служби;
- Поставка укрупненими вузлами для скорочення витрат при монтажі;
- Використовуване устаткування не повинно вимагати ремонту протягом розрахункового терміну служби.

2.5. Вимикачі 10 кВ.

Основні вимоги до сучасних вимикачів:

- надійність вимикачів по комутаційному ресурсу при відключенні як робочих струмів, так і струмів к.з.;
- ресурс по комутаційній здатності при номінальному струмі - не менше 50 тис. операцій В/О;

- ресурс по комутаційній здатності при струмах $K.3 = 0,3-0,6$ від струму відключення - не менше 200 операцій В/О;
- ресурс по комутаційній здатності при струмах 0,6-1,0 від струму відключення - не менше 50 операцій В/О;
- комплектування пристроями, що дозволяють управляти комутаційними апаратами за відсутності оперативного струму, у тому числі із застосуванням переносних блоків для «ручного» управління;
- з метою уніфікації вимикачів різних виробників існує необхідність у розширенні лінійки застосовуваних ВВ з підвищенням номінальних технічних параметрів до $I_{ном} = 3,5$ кА з метою використання ВВ не тільки на відходящих лініях, але також і у ввідних і секціонувальних комірках КРУ;
- Використання ефективних слабкострумів приводів як змінного, так і постійного струму (у ввідних і секціонувальних комірках);
- Електромагнітна сумісність систем управління, надійність блоків управління;
- Сумісність з мікропроцесорними РЗА.

2.6. Силові трансформатори для ПС 35-110 кВ.

Вимоги до обладнання по надійності, монтажу, обслуговування та резервування:

- при проектуванні вузлових підстанцій 110 кВ розглядати застосування системи безперервного моніторингу стану без виведення в ремонт трансформатора;
- застосування високовольних вводів 110 кВ з твердою ізоляцією (RIP);
- застосування герметичних повітросушильних фільтрів, що не потребують обслуговування;
- оснащення автоматичними пристроями управління РПН, у тому числі з мікропроцесорними блоками управління;
- застосування нових технологій і матеріалів при виготовленні силових трансформаторів для зниження рівня питомих технічних втрат електроенергії, рівня шуму.

Управління РПН необхідно здійснювати за допомогою регуляторів, які забезпечують:

- блокування регулювання та сигналізацію у разі перевищення вимірюваних величин значень уставок; можливість задання різних уставок за коефіцієнтами трансформації вимірювальних ТС;

- контроль поточних значень струмів і напруг та їх відображення;

- розширений діапазон задання уставок, а також задання їх різними способами.

Додаткові вимоги:

- вимірювання і відображення частоти змінної напруги регульованої секції;
- відображення поточного ступеню перемикачів;
- підрахунок виробленого ресурсу РПН;
- можливість формування вихідного релейного сигналу «Сигналізація» програмованої тривалості для виключення тривалого блокування центральної сигналізації енергооб'єкта;
- наявність каналу зв'язку, за яким можна відстежувати і змінювати уставки, зчитувати поточні значення всіх вимірюваних струмів і напруг, а також

інформацію про останні відхиленнях від нормальної роботи регулятора, яка повинна зберігатися в енергонезалежній пам'яті;

- контроль роботи електроприводу РПН в процесі відпрацювання ним команд управління;

- висока точність вимірювання напруги (0,5%), струму, часу і частоти, а також стабільність всіх характеристик.

2.7. Трансформатори власних потреб і ТП 10 кВ.

Для комплектації ЗТП, КТП і систем забезпечення власних потреб ПС 35-110 кВ різних модифікацій (кіоскового, блочно-модульні в бетонному корпусі, блочно-модульні в корпусі з сендвіч-панелей або листового металу) рекомендуються до застосування:

- герметичні масляні або заповнені рідким негорючим діелектриком трансформатори зі зменшеними питомими технічними втратами електроенергії та масогабаритними параметрами, у тому числі, спеціальних конструкцій трансформатори потужністю до 100 кВА, що дозволяють їх підвіску на опорі;

- трансформатори типу ТМГ потужністю 100-1000 кВА з гарантованою кількістю циклів стиснення - розтягування 50 тисяч і терміном служби не менше 30 років;

- сухі трансформатори для ТП, вбудовані в будівлі, і малогабаритні ТП, що споруджуються в стислих умовах і умовах щільної міської забудови;

- трансформатори типу ТМГС з симетруючою обмоткою виробництва ПАТ Укрелектроапарат.

Не рекомендовані до застосування:

- трансформатори з нормативним терміном служби менше 30 років;

- трансформатори типу ТМГ з гарантованим кількістю циклів стиснення - розтягування менше 50 тисяч;

- трансформатори типу ТМ;

- трансформатори, що мають технічні втрати ел. енергії більше нормованих європейським стандартом EN 50464;

- трансформатори з відсутністю пристроїв захисту масла, що не потребують ослужування.

Основні вимоги, до трансформаторних підстанцій:

- термін служби КТП, встановлений заводом виробником, повинен становити не менше 30 років;

- висока заводська готовність КТП, що забезпечує монтаж і введення в експлуатацію в короткі терміни;

- можливість модернізації - заміна трансформатора на більшу потужність, розширення РУ - 0,4 кВ, розширення одностанційної до двох трансформаторної за допомогою установки додаткових уніфікованих модулів без проведення будівельних робіт;

- висока стійкість до корозії корпусу КТП (висока якість лакофарбового покриття, використання оцинкованої сталі, неметалів) товщина металу повинна бути не менше 2,5 мм, гарантійний термін служби по корозійній стійкості корпусу не менше 15-20 років;

- для зручності заміни та ремонту трансформатора дах трансформаторного відсіку КТП повинен бути виконаний в знімному варіанті, або трансформаторний

відсік повинен мати спеціальний викочуваний пристрій;

- кріплення дверей РУ повинно бути виконано на внутрішніх петлях, замки на дверях повинні мати просту і надійну конструкцію і бути виконані у внутрішньому виконанні;

- в якості ущільнювачів на дверях КТП використовувати довговічні матеріали, стійкі до атмосферних впливів.

- Обов'язкова наявність над дверима відливів, козирків, що виключають попадання атмосферних опадів всередину КТП;

- конструкція даху повинна виключати стік води з даху на стіни КТП;

- у нових конструкціях КТП з повітряним вводом слід по можливості уникати застосування прохідних ізоляторів, вводи в КТП виконувати ізольованим проводом. У разі застосування конструкції з прохідними ізоляторами в профілі корпусу КТП передбачати спеціальні приливи (піднесення) для виключення попадання вологи під ізолятор;

- застосування в КТП герметичних трансформаторів марки ТМГ, трансформаторів з симетрувальною обмоткою ТМГС;

- в КТП щоголового виконання без комутаційної апаратури використовувати трансформатори, що дозволяють підвішувати їх на опорі без застосування додаткових конструкцій, корпус одночасно повинен бути несучою рамою.

- в РУ-0,4 кВ передбачати установку автоматичних вимикачів, що забезпечують надійність робочих контактів, при відключенні видимий розрив ланцюга; болти для кріплення проводу в клемних затискачах вимикача повинні бути виконані під викрутку або гайковий ключ (виключити застосування болтів під шестигранник);

- на КТП з повітряним вводом 10 кВ використовувати запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу або роз'єднувачі;

- застосовувати гнучкий зв'язок трансформатора з РУ 10 - 0,4 кВ, що полегшує заміну трансформатора і комутаційної апаратури;

- електричні з'єднання виконати переважно на апаратних затискачах з мінімальною кількістю різьбових з'єднань;

- для захисту від грозових перенапруг необхідно використовувати вибухобезпечні обмежувачі перенапруг (ОПН) з підвищеною енергоємністю;

- для комутації по стороні 10 кВ використовувати вимикачі навантаження зовнішньої установки;

- колірне рішення має відповідати корпоративним кольорам ПАТ «Хмельницькобленерго».

Забороняються до застосування при новому будівництві та реконструкції:

- роз'єднувачі типу РЛНД - 10;

- трансформатори типу ТМ. / / /

Не вживати самобачу...

2.8. Вольтододавальні трансформатори.

Вольтододавальні трансформатори рекомендується встановлювати на підстанціях 35-110 кВ з пристроями ПБЗ, або, де регулювання напруги не відповідає вихідним вимогам при використанні РПН або ПБЗ;

Вольтододавальні трансформатори 110-35 кВ повинні оснащуватися вбудованими трансформаторами струму та напруги, блоком управління з програмованим мікропроцесором для автономного управління по струму, напрузі

та потужності з фіксацією за часом.

2.9. Вимірювальні трансформатори.

Вимірювальні трансформатори повинні:

- Бути пожежо- і вибухобезпечними;
- Мати термін служби не менше 30 років;
- Відповідати вимогам по організації релейного захисту та обліку електроенергії.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) повинні бути з литою або елегазовою ізоляцією і мати не менше трьох вторинних обмоток класу точності 0,2/0,2 S, 0,5/0,5 S і 5P/10P.

Вимірювальні трансформатори напруги повинні бути антирезонансні класу точності не гірше 0,5/0,5 S.

Для систем АСКОЕ необхідно застосовувати ТС і ТН з обмотками вимірювання класу точності 0,2/0,2 S і 0,5/0,5 S, відповідно.

При створенні систем АСКОЕ на межах балансової належності з суміжними ліцензіатами класи точності застосовуваних ТС і ТН повинні бути не гірше класів точності ТС і ТН, встановлених з боку даних ліцензіатів.

При реконструкції ПС, при відсутності місця для установки звичайних ТС і ТН, розглядати можливість застосування оптичних суміщених ТС і ТН 110 кВ.

2.10. РЗА і ПА.

2.10.1. Загальні положення.

Основним напрямком розвитку пристроїв РЗА є застосування мікропроцесорних пристроїв, що не обслуговуються, які максимально забезпечують основні вимоги до пристроїв РЗА - швидкодія, чутливість, надійність і селективність.

Основним принципом застосування пристроїв РЗА повинна стати багатofункціональність та автоматичне керування пристроями захисту і діагностики пристроїв захисту.

При проектуванні нової ПС або комплексної реконструкції ПС повинно застосовуватися устаткування одного виробника для однотипних однофункціональних захистів.

При модернізації первинного обладнання повинна проводитися і модернізація РЗА.

При експлуатації морально застарілих пристроїв РЗА необхідно забезпечити максимально тривале збереження їх експлуатаційних параметрів.

2.10.2. Нові пристрої РЗА.

Нові системи та апарати РЗА повинні забезпечувати:

- Зниження часу відключення струмів короткого замикання на основі підвищення швидкодії пристроїв релейного захисту;
- Виявлення пошкоджень елементів мережі на ранніх стадіях їх виникнення шляхом підвищення чутливості пристроїв РЗА;
- Доступність для керування з робочого місця експлуатаційного персоналу через канали зв'язку;
- Підвищення надійності функціонування пристроїв РЗА в результаті застосування:

- Вбудованої в пристрої безперервної діагностики;
- Цифрових каналів зв'язку, включаючи волоконно-оптичні;
- Дубльованих каналів зв'язку для передачі аварійних сигналів і команд.

Мікропроцесорні пристрої повинні забезпечувати наступні експлуатаційні можливості:

- Виконання функцій захистів, автоматики та управління, визначених ПУЕ і ПТЕ;
- Задання внутрішньої конфігурації (введення/виведення захистів і автоматики, вибір захисних характеристик і т.д.);
- Введення і зберігання уставок захистів і автоматики;
- Контроль та індикацію положення вимикача, а також контроль справності його кіл управління (для пристроїв РЗА, що впливають на вимикачі);
- Визначення виду пошкодження;
- Передачу параметрів аварії, введення та зміна уставок по лінії зв'язку;
- Безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностику) протягом усього часу роботи;
- Блокування всіх виходів при несправності пристрою для виключення помилкових спрацьовувань;
- Отримання дискретних сигналів управління і блокувань, видачу команд управління, аварійної і попереджувальної сигналізації;
- Гальванічну розв'язку всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення високої заводо захищеності;
- Високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу та між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапруг, що виникають у вторинних колах КРУ.

Пристрої не повинні спрацьовувати хибно і повинні не пошкоджуватися:

- При знятті і подачі оперативного струму, а також при перервах живлення будь-якої тривалості з подальшим відновленням;
- При подачі напруги оперативного постійного струму зворотної полярності;
- При замиканні на землю кіл оперативного струму.

Пристрої повинні забезпечувати зберігання конфігурації захистів і автоматики (уставок) протягом усього терміну служби незалежно від наявності напруги живлення. Хід годин і зафіксовані дані в пам'яті повинні зберігатися при зникненні оперативного живлення на час до трьох років.

Пристрої повинні виконувати функції захисту з спрацьовуванням вихідних реле протягом 0,5 с при повному зникненні оперативного живлення від номінального значення (для виконання оперативного живлення 110 В постійного струму - протягом 0,2 с).

Час готовності пристроїв до роботи після подачі оперативного струму не повинен перевищувати 1,0 с.

Модернізація (реконструкція) повинна переважно здійснюватися комплексно, з повною заміною ПРЗА всього об'єкта. У разі поетапної заміни ПРЗА по приєднанням або покомплектно, повинна забезпечуватися наступна можливість об'єднання і включення всіх пристроїв РЗА в єдину інформаційно-контролюючу керуючу систему (АСУ ТП, SCADA).

МП пристрої РЗА повинні задовольняти вимогам по електромагнітній сумісності:

- 1) Захисти повинні бути стійкі до затухаючих коливань високої частоти.
- 2) Захисти повинні бути стійкі до мікросекундних, наносекундних імпульсних перешкод та електростатичних розрядів.
- 3) Захисти повинні бути стійкі до впливу імпульсного магнітного поля 300 А/м при ступені жорсткості випробувань 4.

Пристрої мікропроцесорної захисту повинні бути децентралізованими на рівні одного приєднання.

При використанні мікропроцесорних терміналів у складі шаф РЗА для зниження ймовірності подальших помилок оперативного і ремонтного персоналу не рекомендується використовувати:

- Шафи з установкою більше трьох терміналів;
- Шафи, що поєднують функції захисту, автоматики, оперативного управління приєднанням.

2.11. Пристрої компенсації реактивної потужності.

Для підтримки якості електроенергії, зниження втрат електроенергії та підвищення пропускної спроможності рекомендується встановлювати статичні компенсуючі пристрої, у тому числі:

- Тиристорно-реакторні групи;
- Конденсаторні установки;
- Компенсуючі (з використанням фільтрів) пристрої;
- Статичні тиристорні компенсатори на базі силової електроніки.

У навантажених мережах 0,4-110 кВ при знижених рівнях напруги для зниження втрат потужності і забезпечення необхідних рівнів напруги слід застосовувати конденсаторні установки шляхом їх повного включення (або окремих частин). Застосування конденсаторної установки допускається за умови виключення резонансних явищ у всіх режимах роботи мережі.

З метою підтримки параметрів якості енергії та компенсації реактивної потужності змінного навантаження, а також підвищення стійкості електропередачі в мережах 35-110 кВ, слід застосовувати статичні тиристорні компенсатори.

Для підвищення коефіцієнта потужності споживачів електричної енергії в мережах 0,4-10 кВ рекомендується застосовувати конденсаторні установки. Автоматичні конденсаторні установки рекомендується встановлювати на «довгих» лініях, при цьому найбільший ефект досягається при спільній установці з вольтододавальними трансформаторами.

Керовані конденсаторні установки необхідно встановлювати на закритих підстанціях з трансформаторами потужністю 250 кВА і більше, на інших підстанціях - конденсаторні батареї.

При неможливості розміщення конденсаторних батарей з ручним перемиканням потужності рекомендується установка окремих конденсаторів, розрахованих тільки на компенсацію струму трансформатора, який намагнічує в базисній частині графіка реактивного навантаження.

Для зниження спотворення синусоїдальності напруги в мережах 0,4-35 кВ, як правило, повинні встановлюватися компенсуючі пристрої з фільтрами.

2.12. Заземлення нейтралі мереж 10-35 кВ.

У ПАТ «Хмельницькобленерго» з метою обмеження дугових перенапруг і ферорезонансних явищ при однофазному замиканні на землю (ОЗЗ) може бути використано заземлення нейтралі у трьох видах:

- Високоомне резистивне заземлення, головною метою якого є обмеження дугових перенапруг і ферорезонансних явищ.
- Заземлення через реактори компенсації ємнісних струмів однофазних замикань.
- Комбіноване заземлення через паралельно увімкнені реактор та резистор.

2.13. Системи оперативного струму.

На нових і реконструйованих підстанціях вищою напругою 35-110 кВ повинна застосовуватися система оперативного постійного струму (СОПС) напругою 220 В. Інші величини напруг або інші види оперативного струму (випрямлений, змінний) на таких підстанціях допускаються тільки при додатковому обґрунтуванні.

СОПС повинна інтегрувати в єдине ціле:

- Джерела живлення у вигляді АБ і зарядно-підзарядні пристроїв (ЗПП), що працюють в режимі постійної підзарядки;
- Приймально-розподільні щити постійного струму (ЩПС) по числу АБ;
- Споживачі постійного струму (СПС), у тому числі: пристрої РЗА, ланцюги управління високовольними апаратами, пристрої ПА, АСУ ТП, пристрої аварійного освітлення, інші споживачі, кабелі вторинної комутації.

Формування СОПС повинно відповідати таким основним вимогам:

- Ємність джерел постійного оперативного струму повинна бути розрахована з урахуванням часу прибуття персоналу на ПС у разі аварії і часу, необхідного для її ліквідації при втраті ланцюгів підзаряду акумуляторних батарей;
- Забезпечення живлення ППС від зарядних пристроїв, якщо відбудеться відключення АБ;
- Електромагнітна сумісність з об'єктами живлення;
- Автоматичний пошук «землі» в мережі постійного оперативного струму без відключення приєднань, що відходять від ЩПС;

Час ліквідації КЗ в мережі постійного оперативного струму повинен бути менше допустимої перерви живлення пристроїв РЗА.

СОПС повинна мати двох або тривірневу систему захисту:

- Верхній рівень - захист шинок ЩПС на вводі АБ; на верхньому рівні захисту слід застосовувати плавкі запобіжники;
- Середній рівень - захист ланцюгів, що живлять шинки безпосередніх споживачів;
- Нижній рівень - захист ланцюгів живлення безпосередніх споживачів (пристрої РЗА, ПА, ланцюги управління вимикачами і т.п.).

Як захисні апаратів нижнього рівня слід використовувати автоматичні вимикачі.

Захист СОПС повинна забезпечувати:

- Селективність всіх рівнів у всьому діапазоні струмів КЗ;
- Чутливість до дугових КЗ в основній зоні та зоні резервування;
- Резервування захисту нижчого рівня захистами більш високого рівня.

Застосування змінного оперативного струму на ПС з вищою напругою 35, 110 кВ дозволяється у виняткових випадках.

2.14. Обмежувачі перенапруг.

У мережах напругою 35-110 кВ при новому будівництві та реконструкції

підстанцій слід встановлювати ОПН з датчиком струму імпульсів спрацювання і можливістю вимірювання струмів витоку під робочою напругою.

ОПН встановлюються безпосередньо на підходах ПЛ до розподільних пристроїв підстанцій з боку підстанцій і безпосередньо у об'єкта, що захищається.

В мережах 10 кВ ОПН необхідно встановлювати для захисту електрообладнання підстанцій, розподільчих та трансформаторних пунктів, електрообладнання пунктів секціонування та автоматичного включення резерву.

Слід застосовувати ОПН на основі оксидно-цинкових варисторів, з достатньою енергоємністю і захисним рівнем, вибухобезпечного виконання.

ОПН повинен бути відлаштований від спрацювання при перенапругах, викликаних однофазними дуговими замиканнями на землю.

Вибір типу застосовуваного ОПН, у тому числі для заміни вентиляльних розрядників, повинен бути обґрунтований розрахунком згідно з чинними методиками вибору.

У всіх точках мереж 10 кВ, де раніше передбачалося застосування вентиляльних розрядників РВО, слід застосовувати ОПН з найбільшими тривало допустимими робочими напругами 7,2-7,6 кВ і 12-12,7 кВ, відповідно та узгоджувати з режимом нейтралі мережі і пристроями релейного захисту від ОЗЗ.

На ПЛ 10 кВ, з метою зменшення числа встановлюваних апаратів, допускається застосування ОПН, що поєднують в собі функції механічного опорного елемента і захисту від кидків напруги.

На ПЛ 35-110 кВ для підвищення грозостійкості ПЛ на переходах через природні та інженерні перешкоди (ріки, залізні та автодороги), а також для підвищення грозостійкості підходів до ПС рекомендується застосовувати лінійні ОПН або довго-іскрові петльові розрядники.

2.15. Власні потреби підстанцій. *< Нешов ОПН 0,4 кВ*

Власні потреби підстанції повинні мати живлення не менше ніж від двох джерел. Не допускається живлення сторонніх споживачів від мережі власних потреб підстанції.

Вимоги до трансформаторів власних потреб аналогічні вимогам до силових трансформаторів 10/0.4 кВ. На стороні НН трансформатори власних потреб повинні працювати окремо з АВР.

При обґрунтуванні повинні передбачатися джерела безперебійного живлення.

На кожному РУ живлення пристроїв РЗА, а також приводів вимикачів, повинно здійснюватися оперативним струмом не менше ніж від двох джерел (акумуляторних батарей, мережі власних потреб).

2.16. Системи безпеки об'єктів.

Підстанції повинні оснащуватися відповідними інженерними системами, системами технологічного спостереження і безпеки, в тому числі, системами охоронної сигналізації та контролю доступу на територію підстанції.

Системи охоронної та пожежної сигналізації повинні бути побудовані на базі відповідних датчиків, приймально-контрольних приладів для збору інформації, її обробки і візуалізації.

В інженерних системах підстанції допускається застосування загальнопромислових засобів автоматизації (датчики, програмовані контролери) або програмно-технічних засобів, що використовуються в АСУ технологічними

процесами.

Огорожу ПС рекомендується виконувати капітальною із залізобетонних плит, пофарбованих у корпоративні кольори, або сітчастою, з оцинкованої сталі, що вписується в ландшафт забудови. Висота огорожі - не менше 2,5 м.

2.17. Екологічні вимоги при проектуванні, будівництві та експлуатації електромережевих об'єктів ПАТ «Хмельницькобленерго».

При проектуванні і будівництві нових об'єктів ПАТ «Хмельницькобленерго» повинні враховуватися нормативи допустимого антропогенного навантаження на навколишнє середовище, передбачатися заходи щодо попередження та усунення забруднення навколишнього середовища, а також способи розміщення відходів виробництва та споживання, застосовуватися ресурсозберігаючі, маловідходні, безвідходні та інші найкращі існуючі технології, що сприяють охороні природного середовища, раціонального використання і відтворення природних ресурсів.

Зниження негативного впливу на навколишнє середовище і людину рекомендується здійснювати на основі:

- Застосування сухих трансформаторів із зменшеними втратами енергії та конденсаторів з екологічно чистим рідким діелектриком;
- Зниження рівня шуму електрообладнання;
- Застосування електроустаткування, що забезпечує електричну, пожежну і вибухобезпечність;
- Зниження площі відведених земель для підстанцій, відновлення порушених в процесі будівельно-монтажних робіт ділянок землі;
- Вжиття заходів щодо повного запобігання потрапляння трансформаторного масла на поверхню землі;
- Застосування пристроїв, що запобігають загибелі тварин і птахів;
- Застосування електрообладнання, що не вимагає спеціальних заходів з обслуговування та утилізації.

2.18. Енергозбереження.

При зведенні нових і реконструкції існуючих об'єктів капітального будівництва ПАТ «Хмельницькобленерго» повинні застосовуватися будівельні матеріали, вироби і технології, спрямовані на підвищення теплового захисту та енергетичної ефективності будівель і споруд, що не приводять до істотного зростання вартості будівництва.

На стадії проектування адміністративних, виробничих і складських будівель і споруд, а також електроенергетичних об'єктів, прийняті будівельні і технічні рішення повинні бути прогресивними і спрямованими на зниження споживання теплової та електричної енергії.

Застосування енергозберігаючих технологій повинне мати комплексне рішення, враховувати вимоги, підготовлені за результатами проведення енергоаудитів, у тому числі тепловізійного обстеження, і бути спрямоване на зменшення витрат на власні та господарські потреби.

Як засоби енергозбереження на об'єктах капітального будівництва, перш за все, повинні застосовуватися:

- Двотарифні (у перспективі багатотарифні) електронні лічильники електроенергії;
- Лічильники теплової енергії;

- Люмінесцентні лампи з електронним пускорегулюючим блоком;
- Світлодіодні світильники внутрішньої і прожектора зовнішньої установки;
- Інфрачервоні обігрівачі з терморегуляторами.

В якості перспективних енергозберігаючих технологій, застосування яких дозволить додатково підвищити ефективність використання теплової та електричної енергії, повинні розглядатися:

- Теплові насоси;
- Теплонакопичувачі;
- Технології управління внутрішніми системами будівель «Smart house», у тому числі для виробничих будівель підстанцій та обладнання зовнішньої установки для контролю температурного режиму.

Внутрішньобудинкові мережі (переглянути вимоги в ДБН до їх влаштування, виконання обліку, зниження ТВЕ до менше-рівне 1%, контролю балансу електроенергії між загальним електролічильником і квартирними, передачу даних).

Передбачити комерційний облік електроенергії на межі електричних мереж постачання електроенергії та електромереж споживача (обленерго не повинно оплачувати ТВЕ в електромережах споживача (внутрішньобудинкові мережі, мережі на території споживача).

Для економії енергоресурсів впроваджувати комбіноване опалення (електроопалення разом із газовим опаленням).

Удосконалення шкали тарифів для споживачів в т.ч. для населення:

- введення двоставочних тарифів (досвід Фінляндії та Франції – споживач платить за потужність та за використану електроенергію);
- тарифів, які передбачають централізоване регулювання участі, в період максимуму споживання електроенергії, побутових споживачів, шляхом централізованого відключення на години максимуму ОЕС невідповідальних струмоприймачів, що не погіршують комфорту (електроопалення, бойлера, сауни, пральні машини) крім світла, холодильника, електроплит та телебачення.

Поглиблене впровадження диференційованих тарифів для населення.

3. Вимоги до побудови систем оперативно-технологічного управління

3.1. Загальні вимоги до систем ОТУ

Технічна політика в області автоматизації мережевих об'єктів повинна бути спрямована на:

- підвищення ефективності функціонування і управління всього технологічного комплексу мереж;
- забезпечення необхідних якісних показників електроенергії та рівня обслуговування суб'єктів ринку при вирішенні завдань розподілу енергії;
- зниження шкоди від аварій, скорочення термінів ліквідації аварій.

3.2. Вимоги до Автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУТП).

3.2.1. Автоматизована система керування технологічними процесами (АСУТП) в мережах будується на основі сучасних телемеханічних комплексів на базі мікропроцесорних контролерів, що підключаються безпосередньо до вторинних лкІл трансформаторів струму та напруги і повинна забезпечити:

- управління приєднання з використанням пристроїв телеуправління і виконання перемикачів при виділенні пошкоджених ділянок мережі з роботи;
- вимірювання та реєстрацію режимних і технологічних параметрів;
- моніторинг та діагностику стану обладнання в нормальних і аварійних режимах;
- автоматизацію технологічних процесів основного і допоміжного обладнання.

3.3. Вимоги до Автоматизованої системи оперативно-технологічного управління (АСОТ).

3.3.1. Автоматизовані системи оперативно-технологічного управління (АСОТ) повинні містити функціональні блоки:

- збору і передачі інформації;
- моніторингу стану та діагностики обладнання в нормальних і аварійних режимах.
- оперативно-технологічного керування;

3.3.2. Підсистема збору і передачі інформації повинна забезпечувати надійне функціонування системи АСОТ при передачі первинної інформації:

- з об'єктів електричних мереж всіх класів напруг в ДП районів електричних мереж;
- з підстанцій напругою 110 кВ на диспетчерські пункти районів електромсереж відповідно до переліку розподілу обладнання та ПЛ по способу диспетчерського управління;

Первинною інформацією є:

- електричні режимні параметри первинного обладнання підстанцій 35-110/10; 10/0,4 кВ та розподільчих пунктів 10 кВ;
- положення анцапф пристроїв регулювання напруги на силових трансформаторах підстанцій 35-110 кВ;
- положення заземлюючих ножів лінійних роз'єднувачів на ПЛ 35 - 110 кВ (при наявності відповідних датчиків на комутаційних апаратах);
- стан (положення) комутаційних апаратів на підстанціях, пунктах секціонування та автоматичного включення резерву, розподільних та з'єднувальних пунктах;
- результати цифрової обробки осцилограм аварійних режимів на контрольованих приєднаннях;
- стан пристроїв РЗА і протиаварійної автоматики в нормальних і аварійних режимах роботи електричної мережі;
- показники якості електроенергії;
- результати технічного та комерційного обліку електроенергії;
- інша додаткова інформація про стан інженерних систем мережевого об'єкта.

4. Перспектива розвитку.

Обґрунтування оптимальних напрямів розвитку мереж для забезпечення гарантованого електропостачання споживачів регіону та ефективного функціонування мереж на проектний період передбачається в розробці генерального плану розвитку території, без якого неможливо достовірно визначити потребу в нових мережах, підстанціях та лініях електропередачі на різні терміни

перспективного розвитку. Реалізація генерального плану стосовно до електричних мереж виконується в схемах перспективного розвитку.

Схеми розвитку мереж розробляються на 20 років з подальшим коректуванням не рідше 1 разу на 5 років. При наявності істотних обґрунтувань строк дії схеми може бути встановлений на 10-річний період.

Схеми розвитку мереж 0,4-10 кВ можуть розроблятися як для всієї території енергокомпанії в цілому, так і для найбільш перспективних районів, міст, особливих економічних зон, по межах діяльності суміжних мережевих організацій, для зон муніципальних утворень і ін.

5. Науково-технічні та експериментальні роботи.

У цільовій комплексній програмі НДДКР на середньострокову та довгострокову перспективу повинні знайти відображення:

- Нові технічні рішення і технології для ліній електропередач, підстанцій, розподільчих пунктів (в т.ч. конструкції ПЛІ мереж з ізольованою нейтраллю);
- Системи автоматизованого управління, РЗА і АСКОЕ;
- Технічні та організаційні заходи для зниження втрат електричної енергії в електричних мережах;
- Вдосконалення інформаційного забезпечення та технічних засобів організації зв'язку;
- Дослідження і розробка принципів нормування надійності розподільних електричних мереж та заходів і засобів їх забезпечення;
- Нові принципи і технічні рішення для АСУ;
- Розробка перспективних рішень і заходів щодо вдосконалення систем обслуговування мережевих об'єктів.
- Розробка рекомендації по способах (видах) каналізації електромереж, в залежності від умов, населені пункти з щільною забудовою, території підприємств.
- Перегляд питомої густини струму в сторону її зменшення.

6. Діагностика.

Головна мета діагностики основних виробничих фондів - на основі визначення стану електрообладнання максимальне використання фактичного ресурсу обладнання і запобігання його аварійних відмов.

Головним завданням є розвиток засобів діагностики, що дають можливість проведення спільного обстеження обладнання власними силами, результати якого створюють цілісну картину динаміки зміни основних параметрів обладнання, що визначають його технічний стан і є передумовою та обґрунтуванням для комплексного обстеження обладнання з метою визначення необхідності виведення його в ремонт або заміни.

Розвиток методик малої діагностики, що дозволяють в «польових умовах» отримати достатній матеріал для аналізу стану обладнання. Впровадження та розвиток систем моніторингу технічного стану основного обладнання з передачею даних у форматі «on line»

Розробка систем аналізу отриманих в ході вимірювань даних з метою визначення залишкового терміну служби обладнання.

7. Впровадження нових видів електрообладнання, конструкцій і матеріалів («пілотні» проекти).

Статус «пілотного» присвоюється проектам, які мають наступні характеристики:

- Наявність обґрунтованої потреби застосування нової техніки чи технології;
- Новизна науково-технічних рішень, закладених в основу проектних рішень, що забезпечує досягнення якісного поліпшення техніко-економічних показників та надійності проектного об'єкта або електричної мережі в цілому;
- Наявність науково-технічного доробку в частині розробки нової техніки чи технології, що дозволяє отримувати позитивний результат їх розробки і впровадження;
- Рішення технічної ради ПАТ "Хмельницькобленерго" з рекомендацією про будівництво об'єкта з застосуванням зразків нової техніки чи технології.

8. Система контролю реалізації технічної політики.

Контроль реалізації технічної політики здійснюється на всіх стадіях виробничого процесу:

- При формуванні, узгодженні і реалізації схем розвитку електричних мереж;
- При формуванні, узгодженні та реалізації Програм розвитку, реконструкції та технічного переозброєння електричних мереж;
- При формуванні, узгодженні і реалізації Інвестиційних програм та проектів;
- При формуванні Стратегічних планів розвитку;
- При формуванні, узгодженні і реалізації ремонтних програм;
- При організації закупівельної діяльності;
- При організації технологічного приєднання.

Реалізація технічної політики здійснюється за допомогою:

- Проектно-технічних рішень;
- Виконання цільових програм;
- Розроблення технічних завдань на будівництво та реконструкцію об'єктів;
- Реалізації проектів в області нової техніки і технологій;
- Дослідної експлуатації нового обладнання;
- Взаємодії з науково-дослідними організаціями та суміжними мережевими компаніями при впровадженні сучасних технологічних рішень.

Основним способом реалізації технічної політики є розробка та реалізація схем перспективного розвитку і програм розвитку, реконструкції та технічного переозброєння.

9. Зміни, які мали би бути відображені в законодавстві України:

- приєднання до електромереж загального користування споживач (забудовник) повинен здійснювати за свій рахунок (на основі ТУ, проекту та договору (в установленому порядку);
- власник об'єктів електропостачання, приєднаних до ОЕС на будь-якому класі напруги, незалежно від форми власності, не має права на самовільну ліквідацію вказаних об'єктів без узгодження та врегулювання з енергопередавальною організацією в цьому регіоні (обленерго);
- при приєднанні блок-станцій, когенераційних установок, відновлювальних джерел електроенергії, їх власник зобов'язаний розробити режимні карти

роботи цих джерел електроенергії (режими збудження, видачі або споживання Q_p , $U_{роб}$, гармонік) та до вводу в експлуатацію передати їх обленерго для встановлення даному об'єкту добового режиму роботи джерела електроенергії, в залежності від сезону та параметрів $U_{роб}$, Q_p в точці приєднання вказаного джерела електроенергії до ОЕС;

- заборона трансформації Q_p з одного рівня U_p на інший. (Компенсація Q_p на тому рівні напруги на якому Q_p споживається, чи генерується).
- компенсація (фільтри) вищих гармонік у споживачів (підвищення відповідальності споживачів за забруднення електромережі загального користування вищими гармоніками або ударними навантаженнями, що впливають на якість електроенергії).
- земельні питання стосовно розміщення об'єктів електроенергетики;
- охоронні зони ПЛ, КЛ;
- зовнішнє освітлення;
- доступ до інвестицій та довгострокових кредитів для модернізації електромереж (забезпечення).