

УДК 621.3.031(075.8)

**М.О. Алексєєв, канд. техн. наук, доц.,
А.Г. Кігель,
Д.В. Трифонов, канд. техн. наук, доц.**

Державний вищий навчальний заклад „Національний гірничий університет“, м. Дніпропетровськ, Україна,
e-mail: AlekseevM@nmu.org.ua

РОЗМЕЖУВАННЯ ДІЙ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДОДАТКОВИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

**M.O. Aleksieiev, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
A.H. Kihel,
D.V. Tryfonov, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor**

State Higher Educational Institution “National Mining University”, Dnipropetrovsk, Ukraine,
e-mail: AlekseevM@nmu.org.ua

DIFFERENTIATION OF ACTIONS OF RELAY PROTECTION AND DISPATCHING MANAGEMENT IN SYSTEMS OF ELECTRICAL SUPPLY WITH ADDITIONAL ENERGY SOURCES

Стан економіки робить доцільною децентралізацію електропостачання споживачів за рахунок власних джерел енергії. Живлення від двох джерел значно ускладнює роботу енергодиспетчерів, що обумовлює доцільність використання комп'ютерних технологій в розробці та прийнятті рішень. У цьому випадку виникає необхідність чіткого розмежування дій релейного захисту автоматики (РЗА) і диспетчера. Наведена методика такого розмежування за станом системи електропостачання стійкості вузла навантаження.

Ключові слова: електропостачання, диспетчерське керування, релейний захист автоматики, комп'ютерні технології, розмежування дій

Основна Актуальність проблеми. Ринкові відносини та інтеграція України в європейській економічній простір змушує шукати новітні вирішення проблем у різних галузях виробничої діяльності з метою підвищення ефективності виробництва та створення конкурентно спроможної продукції. У повній мірі вказані проблеми відносять до енергетичної галузі. Енергетична незалежність держави та надійне і з високою ефективністю функціонування електроенергетичного комплексу в значній мірі залежить від технічного стану електроенергетичного обладнання та управління ним. Свого часу практична одночасність процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії, значні сезонні, а особливо добові коливання навантаження зумовили створення централізованої системи виробництва електричної енергії на електричних станціях з електрообладнанням великої потужності, що забезпечувало досягнення високих питомих показників у виробництві електричної енергії. Тому в теперішній час електропостачання здебільшого є централізованим: усі споживачі приєднані до мереж

електропостачальних організацій, якими є енергетичні компанії акціонерних товариств облenergo. Вони отримують електричну енергію від генеруючих компаній, як правило, через електроенергетичні системи. В той же час через значну віддаленість таких джерел від споживачів зростає витрати на доставку електричної енергії до споживачів через велику вартість будівництва та експлуатації електричних мереж. Значну частину витрат на експлуатацію мереж складала і складає вартість втраченої енергії. Значний знос електрообладнання у всіх ланках від виробництва до споживання гостро ставить питання його оновлення. Ринкові відносини зараз усе в більшій мірі впливають не тільки на процеси оновлення електроенергетичного обладнання, а й на процеси управління ним. Важливою проблемою в побудові систем диспетчерського управління системами електропостачання споживачів є їх відповідність часу.

Розмежування дій. Протягом великого часу економіка країни, як економіка будь-якої країни, вирішувала і продовжує вирішувати у виробничій сфері дві задачі. Перша – підтримання та ефективне використання за призначенням діючого виробничого потенці-

алу. Ця задача вирішується функціональними обов'язками виробничого персоналу, який забезпечує збереження засобів виробництва і підтримання їх у робочому стані, в постійній готовності до несення навантаження в усьому діапазоні виробничих потужностей. Цей вид діяльності являється експлуатацією, витратна частина якої планується і враховується в собівартості (тарифах) електричної енергії.

Друга задача – постійне нарощування виробничого потенціалу на базі сучасних досягнень електротехнічної та інших галузей промисловості, науки та техніки. Цей вид діяльності планується із прибутку компанії. Вказані кошти повинні бути направлені на технічне переоснащення та реконструкцію електричних станцій та мереж. Але дефіцит коштів зумовлює пошуки інших шляхів вирішення проблеми. Дослідження показують, що, за певних умов, доцільно відмовитися від жорсткої централізації виробництва електричної енергії [1, 2, 3]. При чому, на певних етапах перетворень пропонується застосовувати змішану систему електропостачання: централізоване та з використанням (а в деяких випадках і з встановленням) власного джерела електричної енергії. У теперішній час наявність додаткових джерел енергії у споживачів зумовлене обставинами технічного та економічного характеру. Як відомо, для задоволення вимог великих промислових споживачів великої потужності промислових підприємств встановлюються треті джерела електричної енергії в вигляді деякої сукупності генераторів певної потужності. Тенденція створення власних джерел електричної енергії буде поширюватися. З метою дегазації вугільних шахт доцільно добувати метан і використовувати для автономних джерел енергії на базі двигуна з генератором [1, 2, 3]. Електропостачання поверхневого комплексу шахти перетворюється в систему електропостачання з додатковим власним джерелом електричної енергії. Крім того намітилася тенденція спорудження власних джерел електричної енергії з генераторами значних потужностей. Однією з причин децентралізації систем електропостачання є значне зростання цін на електричну енергію.

За змішаної системи електропостачання для більшості споживачів власні генератори служать додатковими джерелами, а покриття основного навантаження здійснюється електроенергетичною системою. За такої ситуації змінюються функції диспетчерського керування системами електропостачання. Це зумовлено тим, що до проблем чисто технічного керування додаються й економічні проблеми, що визначаються доцільним співвідношенням між потужностями навантаження енергосистеми та власних генераторів (рівнем та тривалістю завантаження власних генераторів), станом електротехнічного обладнання, вимогами надійності електропостачання тощо. Управління такими системами вимагає нового рівня диспетчерського керування енергетичними об'єктами. У сукупності вся ця проблема представляє топологічне спостереження досліджуваного об'єкта [5]. З розвитком і розширенням виробництва такі за-

вдання постійно ускладнюються, що при зростаючій мірі відповідальності за рішення, які приймаються в процесі керування, робить працю диспетчера більш напруженою, що вимагає застосування засобів полегшення процедури прийняття відповідальних рішень. Таке полегшення або спрощення процедури прийняття рішень можливе за допомогою програм, побудованих на основних принципах кібернетики, шляхом часткової автоматизації комп'ютерної системи підтримки прийняття оперативних рішень диспетчером. Для її створення необхідно формалізувати завдання, виділити загальні критерії оцінки ситуацій і розробити алгоритми, які дозволять комп'ютерній системі знаходити оптимальні дії, що рекомендуються диспетчеру по управлінню електрообладнанням у випадках порушення нормального режиму електропостачання або для досягнення оптимальних режимів роботи. Дослідження показують, що для розробки комп'ютерної підтримки диспетчерських рішень потрібно формалізувати всі процеси, що проходять в енергосистемі. Найбільш доцільно для вказаних умов застосувати теорію графів [1, 2]. З теорії графів відомо, що використання методу починається з перевірки топологічних спостережень за методом пошуку парних поєднань [2]. Для цього пропонується формалізувати плинний стан системи електропостачання споживача за допомогою графа станів, вершини якого однозначно описують положення будь-якого елемента системи передачі і розподілення електричної енергії [1, 2]. При цьому приймається, що для кожного елемента системи електропостачання існують наступні стани: робочий, резервний, ремонтний. Можливі переходи з однієї вершини графа на іншу можуть бути пов'язані зі зміною стану одного з елементів. Переходи з одного стану в інший описуються характерним часом переходу [2, 3]. Позитивною особливістю цієї моделі є легка реалізація системи планів ремонтів та виведення електрообладнання з небажаного режиму роботи. Це обумовлено жорсткою фіксацією не лише структури графа, але і довжини його ребер. Необхідність розробки нових оптимальних планів ліквідації нештатних ситуацій виникає тільки при істотних змінах у самій системі електропостачання. Перевага запропонованого підходу до формування графа станів полягає в тому, що отриманий граф може бути використаний для розрахунку параметрів надійності систем електропостачання [2, 3, 4].

Для спрощення побудови розглянутого графа пропонується підхід, коли для кожного елемента схеми електропостачання передбачаються можливими тільки два стани, які умовно можуть бути названі: „включений“ або „відключений“. Ремонтні та аварійні стани елементів описуються у такому разі зміною характерного часу (довжини шляху) переходу з одного стану в інший. Цей підхід має деякі переваги. У першу чергу, потрібно враховувати істотне (у n разів) зниження розмірності графа станів (під n розуміється кількість елементів системи електропостачання). Наступною перевагою є більша гнучкість отриманої математичної моделі. До недоліків слід віднести неможливість реа-

лізації системи заздалегідь запланованих планів переключень. Звичайно, цей недолік не можна вважати несуттєвим. Проте, отримувана велика гнучкість системи оптимізації реалізації компенсує цей недолік.

Незалежно від вибраної моделі легко може бути побудований алгоритм автоматичного формування вказаних графів [3, 5]. З метою ранжирування ситуацій уся безліч можливих станів обладнання системи електропостачання розбивається на групи за критерієм припустимості їх прийняття для забезпечення нормального режиму електропостачання технологічного процесу у споживача. За результатами виконаних досліджень пропонується виділити наступні групи станів [2, 3, 4].

1. Нормальний робочий стан – штатний стан системи електропостачання, коли всі елементи працюють у режимі, який близький до оптимального, а показники якості електричної енергії відповідають нормативним.

2. Тривало допустимі стани – стани, які відрізняються від нормального стану деякими несуттєвими показниками, що не впливають суттєво на режим роботи електричного та технологічного обладнання, на технологічний процес, не зумовлюють зростання витрат та втрат електричної енергії тощо. У цих станах може виникати необхідність проведення ремонтних робіт без зупинки технологічного процесу, знижуватися надійність електропостачання через відключення на певний проміжок часу елементів, що входять до системи резервування. Тривалість перебування системи електропостачання в станах, що відносяться до цієї групи, практично нічим не обмежена.

3. Допустимі стани – стани, які слабо впливають на режим протікання технологічного процесу. У цих станах можливі відключення невідповідальних приймачів, не істотне зниження надійності електропостачання, незначне перевантаження елементів системи електропостачання. Допустима тривалість перебування в станах, що відносяться до цієї групи, обмежена, але досить велика (приблизно декілька годин).

4. Короткочасно допустимі стани – стани, які істотно впливають на технологічний процес. Допустимий час перебування обладнання систем електропостачання в станах цієї групи складає частки секунди або секунди. При перевищенні допустимої тривалості потрібна повна або часткова зупинка технологічного процесу.

5. Критичні стани – стани, допустимий час перебування в яких визначається швидкістю дії релейного захисту та вимикача (долі секунди, у деяких випадках – секунди). Перевищення допустимої тривалості вимагає негайної аварійної зупинки технологічного процесу. Відновлення нормального режиму можливе шляхом самостійного запуску електроприводів або за програмою їх короткого пуску.

6. Неприпустимі стани – стани, з яких відновлення нормального технологічного режиму за програмами самостійного запуску або короткого пуску неможливе.

Для обґрунтованого розбиття станів на групи необхідно шляхом розрахунків або моделювання ви-

значити гранично допустимі тривалості усіх можливих станів системи електропостачання. Основним критерієм вказаних розрахунків є показники стійкості [2, 3]. Проте, враховуючи трудомісткість подібних розрахунків, не завжди необхідно виконувати їх для кожного можливого стану. Значно знизити тривалість процедури визначення допустимої тривалості існування станів можна, розрахувавши і проаналізувавши спочатку основні можливі види збурень у мережах систем електропостачання. Виконанні дослідження показали, що за наявності централізованого і автономного джерел живлення до таких збурень слід віднести наступні стани [3, 5]:

1. Відключення централізованого джерела живлення. У цьому випадку потрібно спочатку розрахувати наслідки повного відключення централізованого джерела. Якщо це збурення є не суттєвим для системи електропостачання споживача через те, що потужності автономних генераторів вистачає для нормальної роботи системи електропостачання, то відповідно немає необхідності у відключеннях окремих об'єктів технологічного процесу.

2. Відключення автономних генераторів. За аналогією з п. 1, доцільно розпочати розглядати режим такого збурення з найбільш складного випадку: відключення всіх автономних генераторів. А потім, поступово зменшуючи число генераторів, що одночасно відключаються, знайти мінімальну потужність тих, що залишилися в роботі, дозволяючи системі електропостачання нормально функціонувати. Після знаходження вказаної мінімально допустимої потужності додаткових джерел електричної енергії подальші розрахунки за подібних збурень можливо припинити.

3. Коротке замикання. Таку ситуацію необхідно розраховувати для оцінки тяжкості режиму, що виникає після КЗ [1, 2, 5]. Починати розрахунок слід з вищого ступеня напруги, причому на кожному рівні напруги – з найбільш потужного вузла [5]. Якщо яке-небудь КЗ викликає мале збурення, подальший розрахунок можна припинити в разі, коли далі немає вузлів, що містять автономні генератори, відключення яких не є малим збуренням для системи електропостачання.

4. Відключення електрообладнання. Такі дії, як правило, тільки підвищують рівень стійкості (стану) вузла навантаження, але інколи, при відключенні істотної частини навантаження, можливі значні зростання напруга на навантаженні, що залишилося підключеним до мережі вузла, і нестабільна робота автономних генераторів, які працюють з низьким коефіцієнтом завантаження. Розрахунок зручніше починати з відключення найбільш потужних споживачів. У тому разі, коли отримуємо результат, що вказує на несуттєвість такого заходу, то відключення менш потужних установок можна не розглядати.

5. Запуск автономних генераторів мало відрізняється від збурень, розглянутих вище. Розрахунок необхідно починати з найбільш потужних генераторів автономного джерела електричної енергії.

6. Пуски (самостійні запуски) двигунів і підключення інших приймачів можуть викликати істотні провали напруги, аж до порушення стійкості системи електропостачання. За аналогією з попередніми позиціями, розрахунок слід починати з найбільш потужних приймачів електричної енергії.

7. Відділення частини навантаження системи електропостачання на автономну систему живлення зазвичай має деякий вплив на стан основної частини електрообладнання, якщо відокремлена частина не містить автономні генератори, відключення яких має суттєвий рівень збурення. Але при цьому потрібно оцінити надійність електропостачання частини відокремленого навантаження, яка, як правило, істотно знижується. Окрім цього, може виникнути ситуація, коли частина джерел, що залишилася з основною частиною електрообладнання, має недостатню потужність.

8. Спільна робота секційних шин у більшості випадків підвищує стійкість роботи вузла навантаження в цілому [1, 2]. Проте потрібно звернути увагу на надійність такого режиму, яка, як правило, істотно знижується.

Наведений перелік можливих станів системи електропостачання вказує на необхідність виконання значного обсягу розрахунків для побудови графа станів [2, 3, 4]. Наявність обчислювальної техніки робить вказану проблему несуттєвою. Але скорочення кількості будь-яких розрахунків без зниження їх точності, вказує на достатньо високий рівень досліджень, які виконуються. Тому для вказаної проблеми можна скоротити обсяг розрахунків, заздалегідь виділивши комутаційні апарати, дія яких на систему ідентична. Це можуть бути, наприклад:

- вимикачі на початку і кінці кабельної або повітряної лінії (відключення будь-якого з них або обох відразу призводить до одного і тому ж режиму, включення ж одного з таких вимикачів змінює режим тільки тоді, коли другий вимикач вже включено);
- вимикачі на сторонах високої і низької напруги трансформаторів (причина така ж, що і в попередньому випадку);
- вимикачі однотипних генераторів, які підключені до однієї шини (відключення або включення будь-якої однакової кількості вимикачів у будь-якій комбінації приведе систему до одного і того ж режиму);
- вимикачі однотипних приймачів, підключених до однієї шини (причина та ж).

Важливим завданням досліджень у цьому напрямі є розробка методики оцінювання якості того чи іншого стану, що перелічені вище [3, 4]. При виконанні дослідження враховувалось, що, не зважаючи на можливі збіги оцінок якості станів і допустимих часів перебування в них, реальна складність ситуацій може відрізнятись із-за відмінності можливих шляхів виходу з них. Це також треба враховувати при визначенні складності того чи іншого стану системи електропостачання. Так, якщо розрахунковий допустимий час перебування системи в будь-якому режимі складає 1 сек, режим потрібно віднести до п'ятої групи станів, проте, якщо з цього стану немає жодного переходу, час реалізації якого не перевищує 1 сек, ре-

жим слід віднести не до п'ятої, а до шостої групи станів.

Тому в роботі пропонується оцінювати якість того чи іншого стану по його віддаленості від двох останніх груп. У цьому випадку оптимізація оперативних перемикачів здійснюється з метою найшвидшого виходу з нижніх груп станів. Критеріїв оптимізації оперативних перемикачів може бути декілька. Реалізація першого критерію забезпечує найшвидший перехід системи електропостачання в нормальний штатний стан, другого – найшвидший вихід системи з нижніх (з четвертої по шосту) груп станів, третього – найшвидший перехід системи в найближчий із станів другої групи, четвертого – перехід у найкращий стан за заданий час. Усі перелічені критерії відносяться до завдань пошуку одного або декількох найкоротших шляхів у графі станів. Для вирішення подібних завдань можуть бути застосовані, наприклад, алгоритми Дейкстри або Флойда [4]. Можливе використання й інших оригінальних алгоритмів [4]. Критерієм вибору конкретного алгоритму слугує мінімізація часу розрахунку і стійкість отриманих рішень.

Аналіз значень допустимого часу існування тих чи інших режимів показує, що виведення системи електропостачання з обох останніх груп станів не може бути покладене на систему диспетчерського керування. Ці завдання повинні вирішуватись системою захисту і протиаварійною автоматикою, при цьому робота диспетчерської системи керування потрібно блокувати [5]. Такий розподіл функцій, тобто вищий пріоритет, віддається системі захисту і автоматики, представляється цілком обґрунтованим. Зрозуміло, що функціонування системи захисту та автоматики і системи диспетчерського управління має бути узгоджене. Їх дії по управлінню не повинні конфліктувати одна в одну. Найпростіше і надійніше розв'язати це завдання можливо наступним чином. Система захисту та автоматики працює за жорстко фіксованими алгоритмами. Її функціонування забезпечується системою складених планів ліквідації аварійних збурень. Релейний захист діє завжди, незалежно від системи диспетчерського керування. Результатом дії системи захисту та автоматики є новий стан комутаційних апаратів, який оцінюється системою диспетчерського керування. Якщо отриманий стан не відноситься до останніх двох груп, то приймається рішення, що цей стан входить у компетенцію системи диспетчерського управління і, отже, може бути оптимізованим. Якщо необхідність оптимізації існує, то розраховується відповідний план і починається його реалізація. При розробці плану оптимізації, безумовно, забороняється перехід у ті групи станів, вихід з яких віднесений до компетенції системи протиаварійного захисту і автоматики.

Для конкретної реалізації запропонованого підходу до проблеми підвищення ефективності диспетчерського керування розглянемо управління трансформаторною підстанцією з напругою 35/6 кВ одного зі споживачів (рис. 1). Система електропостачання з резервуванням: живлення здійснюється від двох незалежних джерел по двом повітряним лініям електро-

передачі. На відкритому розподільному улаштуванні встановлені два трансформатори Т01 та Т02, потужністю по 10 МВ·А кожний. Третім незалежним джерелом являється генератор *G*, потужністю 1600 кВт. Схема і штатне (нормальне) положення вимикачів представлені на рис. 1.

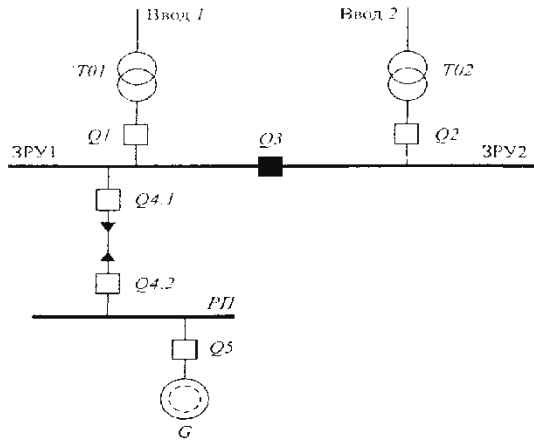


Рис. 1. Схема електропостачання з автономним генератором

Споживачі створюють навантаження за допомогою асинхронних двигунів. Найбільш відповідальне навантаження зосереджене на шинах РП. У нормальному режимі навантаження першого трансформатора (Т01) складає, у середньому, 3,7 МВ·А (коефіцієнт потужності – 0,88), другого (Т02) – 4,8 МВ·А (коефіцієнт потужності – 0,89).

Проаналізуємо можливі варіанти поєднання положень основних вимикачів схеми. Таких вимикачів шість: *Q1, Q2, Q3, Q4.1, Q4.2, Q5*. Отже, варіантів може бути $2^6 = 64$. Проте, вимикачі *Q4.1* та *Q4.2* знаходяться на початку і кінці однієї лінії і для спрощення розрахунків їх можна замінити одним вимикачем *Q4*, що являє кон'юнкцію їх положень. Таким чином, кількість можливих ситуацій скоротилася до 32. Тепер перейдемо до безпосередньої оцінки станів системи електропостачання рис.1. При цьому потрібно мати на увазі, що автономний режим РП обмежений у часі.

Відключення вводу. За результатами розрахунків по даним служби релейного захисту ВАТ „ЕК „Дніпрообленерго“ встановлено, що стійкість системи електропостачання вузла (рис. 1) при відключенні першого трансформатора *Т01* втрачається, якщо тривалість відключення від енергосистеми перевищить 0,6 сек. Генератор *G* власних потреб буде неминуче відключений захистом через 0,5 сек, якщо тривалість відключення вводу 1 перевищить 0,15 сек (за даними захисту генератора). У тому випадку, якщо час відключення зовнішнього джерела не перевищить 0,6 сек, стійкість вузла навантаження (рис.1) в цілому буде збережена за умови успішного АВР за допомогою вимикача *Q3*. Але ВАТ „ЕК „Дніпрообленерго“ не має можливості забезпечити вказані часові умови. В цьому випадку відключенням вводу 1 являється великим збуренням для цієї системи електропостачання. Тому розглянутий режим відносимо до стану

п'ятої групи. Таким чином, час знаходження системи в цьому стані практично нічим не обмежено. Отже, цей режим відноситься до другої групи.

Результати розрахунків показують, що для системи електропостачання, схема якої показана на рис. 1, при відключенні вводу 2 можлива тривалість відключення джерела централізованого електропостачання складає 0,75 сек. Склад електрообладнання, що живиться від ЗПУ2, характер перехідних процесів при збуренні вказаного характеру, величина наведеної тривалості 0,75 с обмежена запасом динамічної стійкості вузла навантаження.

Даний стан віднесемо до п'ятої групи, так як вихід із цього стану можливий при автоматичному включенні секційного вимикача *Q3*, як результат дії РЗА.

Відключення автономного генератора. Виконані дослідження та аналіз результатів розрахунків показує, що відключення генератора є малим обуренням для стану системи електропостачання, що відповідає рис. 1. За такого збурення, як показують розрахунки, в основних вузлах схеми напруга досить різко знижується до 9,9 кВ. При такому рівні напруги стійкість вузлів з вказаним характером навантаження повністю зберігається. Таким чином, тривалість знаходження в такому стані практично нічим не обмежується. Тому такий стан відносимо до другої групи.

За вказаною методикою розраховані та досліджені всі інші можливі стани, що наведені вище. Для зручності всі інші можливі стани і отримані оцінки максимально можливого часу їх існування зведені в таблицю. У цій таблиці відключене положення вимикача позначене 0, включене – 1. У відповідності до наведених положень, у таблиці розглянуто 32 стани вимикачів *Q1, Q2, Q3, Q4, Q5*, допустима тривалість збурення обмежена запасом динамічної стійкості вузла навантаження.

За даними таблиці, використовуючи методику, що наведена в [1, 5], побудовано граф станів для деяких номерів стану вимикачів (рис. 2). На відміну від вказаних методик [1, 2] єдиною умовою при побудові графа є те, що перехід з одного стану в інший зв'язаний зі зміною стану тільки одного вимикача. Це означає, що кількість можливих переходів із кожного стану дорівнює кількості вимикачів, тобто п'яти (переходи із станів, що увійшли у фрагмент графа, у ті, що не увійшли), на рис. 2 не показані, хоча вони існують. Тривалість переходів у розробленому графі відповідають припущенню, що всі елементи схеми рис.1 знаходяться в робочому (справному) стані. У протилежному випадку тривалість, необхідна для комутації вимикача збільшується на величину часу, який потрібен для приведення вимикача в робочий стан. Показані на рис. 2 тривалості переходів відповідають випадку ручного управління вимикачами і складають час від прийняття диспетчером рішення про оперативне перемикачання до завершення комутації [5]. Тривалість включення вимикача *Q5* враховує також час, що необхідний для синхронізації генератора з шинами РП (рис. 1).

Оцінювання станів вимикачів системи електропостачання

№ ст.	Положення вимикачів Q_i					Доп. тривалість	Група	Оцінка стану системи електропостачання
	1	2	3	4	5			
1	1	1	0	1	1	∞	1	Нормальний режим роботи
2	1	1	0	1	0	∞	2	Зниж. надійність електропостачання РП
3	1	1	0	0	1	6 год	3	РП працює автономно
4	1	1	0	0	0	0,75 сек	4	РП втрачає живлення
5	1	1	1	1	1	∞	1	Вводи працюють паралельно
6	1	1	1	1	0	∞	2	Зниж. надійність електропостачання РП
7	1	1	1	0	1	6 год	2	РП працює автономно
8	1	1	1	0	0	0,75 сек	4	РП втрачає живлення
9	1	0	0	1	1	0,75 сек	5	Аварійний режим
10	1	0	0	1	0	0,75 сек	5	Аварійний режим
11	1	0	0	0	1	0,75 сек	5	Аварійний режим, РП працює автономно
12	1	0	0	0	0	0,75 сек	5	Аварійний режим
13	1	0	1	1	1	∞	2	Живлення здійснюється за вводом 1
14	1	0	1	0	1	6 год	3	Живлення здійснюється за вводом 1, РП працює автономно
15	1	0	1	1	0	∞	2	Живлення здійснюється за вводом 1
16	1	0	1	0	0	0,75 сек	4	РП втрачає живлення
17	0	0	1	1	1	0,25 сек	6	Системна аварія
18	0	0	1	1	0	0,15 сек	6	Системна аварія
19	0	0	1	0	1	1 хв	5	Аварійний режим, РП працює автономно
20	0	0	1	0	0	0,15 сек	6	Системна аварія
21	0	1	0	1	1	0,5 сек	5	Аварійний режим
22	0	1	0	1	0	<0,15 сек	6	Системна аварія
23	0	1	0	0	1	1 хв	5	Аварійний режим, РП працює автономно
24	0	1	0	0	0	0,15 сек	6	Системна аварія
25	0	1	1	1	1	∞	2	Живлення здійснюється за вводом 2
26	0	1	1	1	0	∞	2	Знижується надійність електропост. РП
27	0	1	1	0	1	6 год	3	РП працює автономно, живлення здійсн. за вводом 2.
28	0	1	1	0	0	10 хв	4	РП втрачає живлення
29	0	0	0	1	1	0,5 сек	5	Аварійний режим
30	0	0	0	1	0	<0,15 сек	6	Системна аварія
31	0	0	0	0	1	0,75 сек	5	Аварійний режим, РП працює автономно
32	0	0	0	0	0	<0,15 сек	6	Системна аварія

За допомогою отриманого графа можливо розробити алгоритми розмежування дій РЗА та диспетчерського управління. Зрозуміло, що важливим фактором у процесі розмежування функцій є тривалість можливого перебування в тому чи іншому стані. За даними таблиці та рис. 2 зрозуміло, що, за значеннями показників п'ятої та шостої груп, управління

можливе діями протиаварійної автоматики. Розглянувши шляхи виходу з ситуацій п'ятої і шостої груп, за допомогою розробленого графа можливо оптимізувати алгоритми дії релейного захисту та автоматики. При цьому потрібно врахувати, що при дії автоматики тривалість переходів значно зменшиться.

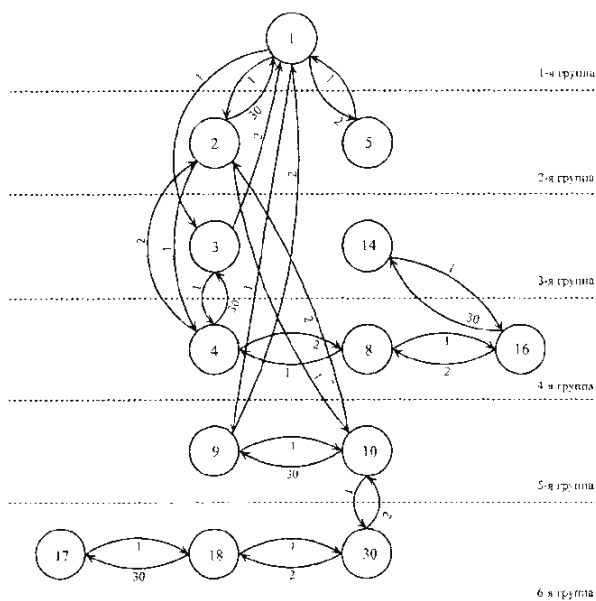


Рис. 2. Граф стану вимикачів системи електропостачання

Отримані результати, що наведені в таблиці та на рис. 2, показують, що верхня частина графа (по четверту групу включно) дозволяє приймати рішення про найбільш ефективне диспетчерське управління в ситуаціях, відмінних від нормальної. У запропонованому прикладі число ситуацій, що підлягають диспетчерському управлінню, складає 16 з 32 можливих. Функції ліквідації решти 50% нештатних ситуацій відносяться до зони дії системи протиаварійної автоматики та релейного захисту.

Висновки.

1. Запропоновані принципи побудови комп'ютерної системи пошуку рішень для оптимізації оперативного управління і організації її взаємодії з системою захисту та автоматики внутрішньо несуперечливі.

2. Реалізація алгоритмів системи диспетчерського управління дозволить істотно підвищити швидкодію і якість управління системами електропостачання за сучасних тенденцій їх розвитку. Особливо наглядні переваги запропонованої системи для систем електропостачання з автономними генераторами і електростанціями.

3. Гнучкість системи управління забезпечується завдяки постійному контролю реального стану електрообладнання систем електропостачання і можливостям задавати нові або змінювати діючі пріоритети управління системами електропостачання.

Список літератури / References

1. Сапожников Ф.В. О новых подходах к проблеме технического перевооружения и дальнейшего наращивания энергетических мощностей страны / Ф.В. Сапожников, С.К. Кузнецов // Электрика. – 2004. – №2. – С. 3–6.
 Sapozhnikov F.V. About new approaches to the problem of technical re-equipment and further increase of generating capacity of the state / F.V. Sapozhnikov, S.K. Kuznetsov // Elektriika. – 2004. – №2. – P. 3–6.

2. Дубинин В.С. Сопоставление централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения: доклады международной конференции [„Электроснабжение“], Москва 2004 / В.С. Дубинин, К.М. Лаврухин, Д.П. Титов – М.: Министерство образования и науки РФ, – 2004. – 417 с.

Dubin V.S. Comparison of centralized and decentralized power systems: lectures from international conference [„Power Supply“], Moscow 2004 / V.S. Dubinin, K.M. Lavrukhin, D.P. Titov – M.: Ministry of education and science of Russian Federation, – 2004. – 417 p.

3. Півняк Г.Г. Експлуатація електроустановок: навч. посібник / [Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель та ін.] – Дніпропетровськ: НГУ, 2005. – 445 с.

Pivniak H.H. Exploitation of electricity generating plants: tutorial / [H.H. Pivniak, A.V. Zhurakhivskiy, H.A. Kihel et al.] – Dnipropetrovsk: NHU, 2005. – 445 p.

4. Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход / Кристофидес Н. – М.: Мир, 1978. – 318 с.

Kristofides N. Graph theory. Algorithmic approach / Kristofides N. – M.: Mir, 1978. – 318 p.

5. Ершов М.С. Алгоритмизация управления системами электроснабжения / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифонов. // Промышленная энергетика. – 1995 – №9. – С. 28–35.

Yershov M.S. Algorithmization of power supply system administration / M.S. Yershov, A.V. Yegorov, A.A. Trifonov. // Promyshlennaya energetika. – 1995 – №9. – P. 28–35.

Состояние экономики делает целесообразным децентрализацию электроснабжения потребителей за счёт собственных источников энергии. Питание от двух источников значительно усложняет работу диспетчеров, что обуславливает целесообразность использования компьютерных технологий в разработке и принятии решений. В этом случае возникает необходимость четкого разграничения действий релейной защиты автоматики (РЗА) и диспетчера. Приведена методика такого разграничения по состоянию системы электроснабжения и устойчивости узла нагрузки.

Ключевые слова: электроснабжение, диспетчерское управление, релейная защита автоматики, компьютерные технологии, разграничение действий

State of the economy makes it appropriate to decentralize consumer's power supply at the expense of own energy sources. Power from two sources, greatly complicates the work of managers. This determines the reasonability of use of computer technology in development and decision-making. In this case there is a need for a clear separation of actions of automation relay protection and a dispatcher. The technique of such a distinction depending on the power-supply system state and the stability of the load centers is described.

Keywords: power, supervisory control, automation relay protection, computer technology, separation of functions

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук Ю.Т. Разумним. Дата надходження рукопису 21.02.11