

УДК 621.311.2

В. С. КОНОВАЛ¹ (канд.техн.наук, доц.), **А. Б. КОЗОВИЙ**¹ (канд.техн.наук),
О. І. СКРИПНИК² (д-р техн.наук), **Т.О.ТОВСТЯК**²

¹ Національний університет «Львівська політехніка»

² ТОВ «ЕЛЕКС»

volodymyr.konoval@eleks.com, andrii.kozovyi@gmail.com, soi@eleks.com,
 taras.tovstyak@eleks.com

МОДЕЛЮВАННЯ ПРИСТРОЇВ ЧАСТОТНОЇ АВТОМАТИКИ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПІСЛЯАВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Наведено моделі пристроїв частотної автоматики (АЧР, ЧАПВ) та здійснено аналіз аварійних та післяаварійних режимів роботи реальних електроенергетичних систем. Показано функціональні можливості програмного комплексу ДАКАР для аналізу усталених післяаварійних режимів та моделювання різноманітних аварійних ситуацій, пов'язаних з розділенням енергосистеми та порушенням балансу активної потужності.

Електроенергетична система, моделювання, аварійний режим, післяаварійний режим, протиаварійна автоматика, автоматичне частотне розвантаження, частотне автоматичне повторне вмикання.

Постановка проблеми. У нормальному режимі роботи ЕЕС баланс активної потужності за номінальної частоти підтримується пристроями автоматичного регулювання частоти обертання турбіни. Після аварійного вимкнення потужних джерел електричної енергії, внаслідок поділу ЕЕС на окремі частини, після вимкнення завантажених ЛЕП та в інших аварійних ситуаціях баланс порушується, виникає дефіцит активної потужності, який призводить до зниження частоти. Це негативно впливає на роботу споживачів електричної енергії та на обладнання електричних станцій [1]. Щоб ліквідувати дефіцит активної потужності, зупинити процес зниження частоти і не допустити порушення технологічного процесу на електростанціях, реалізують такі заходи:

- 1) уводять обертовий (гарячий) резерв ТЕС;
- 2) якщо гідрогенератори працюють в режимі синхронного компенсатора, їх переводять у генераторний режим;
- 3) автоматично запускають гідрогенератори;
- 4) автоматично вимикають частину менш відповідального навантаження.

Оскільки потужність гарячого резерву, звичайно, мала, а час вводу в роботу гідрогенераторів великий, то ефективно вплинути на процес зниження частоти можна тільки одним способом – вимкнути частину споживачів. Ці функції виконують пристрої **автоматичного частотного розвантаження (АЧР)**. Хоча дія АЧР пов'язана з певними збитками, проте вони значно менші від збитків, які слід очікувати в енергосистемі без АЧР, де значне зниження частоти призвело б до повного розвалу системи.

Аналіз останніх досягнень та публікацій. В багатьох електроенергетичних системах, проектних інститутах України та Росії [2] для розв'язування більшості практичних та повсякденних задач, пов'язаних з аналізом усталених нормальних, ремонтних та післяаварійних режимів, дослідженням стійкості (статичної, динамічної та результируючої) режимів роботи ЕЕС використовують програмний комплекс ДАКАР [3].

В комплексі ДАКАР в 90-х роках було розроблено універсальну модель автоматики [4], яка дозволяє відтворювати дію будь-якого пристрою протиаварійної автоматики. Дію пристрою автоматики за цією методикою моделюють набором процедур, або програмними блоками автоматики (ПБА). Кожен ПБА – це набір факторів контролю попереднього режиму (КПР), блокування (БЛО), запуску (ФЗ) та дій (D_1, D_2, \dots, D_n). Спрацювання факторів КПР, БЛО та ФЗ визначаються заданими умовами з логічними зв'язками між собою.

Структура моделі окремого ПБА така:

| | | | | |
|-------------------|--------------|------------------------|----------|----|
| Заголовок ПБА | $N_a N_{gp}$ | ПРИ | Вкл/Викл | |
| Умова запуску ПБА | | КПР | БЛО | ФЗ |
| Дії | | D_1, D_2, \dots, D_n | | |

де N_a – номер та назва окремого ПБА; N_{gp} – номер групи, в яку об'єднують декілька ПБА; ПРИ – признак пріоритетного ПБА, який входить в задану групу (після спрацювання ПБА з признаком «ПРИ» блокуються всі інші ПБА даної групи); Вкл/Викл – признак вводу чи виводу з роботи даного ПБА перед початком розрахунку; D_1, D_2, \dots, D_n – набір дій даного ПБА.

Кожен i -й фактор заданої умови запуску ПБА (КПР, БЛО, ФЗ) має таку структуру запису:

$(КСУ\ M) <логічний\ оператор> T_y K_n$,

де КСУ – ключове слово умови; М – місце контролю умови; P_y – задана уставка умови; T_y – тривалість перевірки умови; K_n – коефіцієнт повернення, який задає зміну уставки P_y при поверненні до перевірки даної умови.

© Коновал В. С., Козовий А. Б., Скрипник О. І., Товстяк Т. О., 2011

В комплексі ДАКАР на сьогоднішній час реалізовано більше 60-ти умов запуску, що дозволяє реалізувати алгоритми функціонування практично всіх відомих пристроїв ПА, в тому числі і частотну автоматику (АЧРІ, АЧРІІ, ЧАПВ, ЧДА), та досліджувати нові алгоритми роботи. У табл. 1 наведено перелік деяких умов запуску ПБА (номера в табл. 1 відповідають порядковим номерам в структурі умов ДАКАР).

Таблиця 1 - Перелік деяких умов запуску ПБА, реалізованих в комплексі ДАКАР

| № з/п | Назва КСУ | Місце умови | Операція порівняння | Уставка умови |
|-------|------------------------------------|----------------------------|---------------------|--|
| 27 | Активна потужність навантаження | Код навантаження | Логічний оператор | Значення активної потужності навантаження (МВт) |
| 28 | Реактивна потужність навантаження | Код навантаження | Логічний оператор | Значення реактивної потужності навантаження (Мвар) |
| 29 | Активна потужність генерування | Код генерування | Логічний оператор | Значення активної потужності генерування (МВт) |
| 30 | Реактивна потужність генерування | Код генерування | Логічний оператор | Значення реактивної потужності генерування (Мвар) |
| 31 | Модуль вектора напруги вузла | Код вузла | Логічний оператор | Значення модуля напруги (кВ) |
| 32 | Модуль кута напруги вузла | Код вузла | Логічний оператор | Значення кута вектора напруги (град) |
| 33 | Зміна знаку похідної напруги вузла | Код вузла | - | - |
| 34 | Півперіод коливань напруги вузла | Код вузла | Логічний оператор | Значення півперіоду коливань напруги (с) |
| 37 | Частота у вузлі | Код вузла | Логічний оператор | Значення частоти (Гц) |
| 38 | Похідна частоти у вузлі | Код вузла | Логічний оператор | Значення похідної частоти (Гц/с) |
| 43 | Різниця частот у вузлах | Код 1 вузла Код 2 вузла | Логічний оператор | Значення різниці частот (Гц) |
| 58 | Спрацювання заданої автоматики | Код автоматики | - | - |
| 60 | Усереднена частота підсистеми | Код підсистеми | Логічний оператор | Значення частоти підсистеми (Гц) |

Однак, як показав досвід експлуатації програмного комплексу ДАКАР, універсальна модель протиаварійної автоматики стосовно пристроїв частотної автоматики (АЧР, ЧАПВ) виявилася досить громіздкою та малонаглядною.

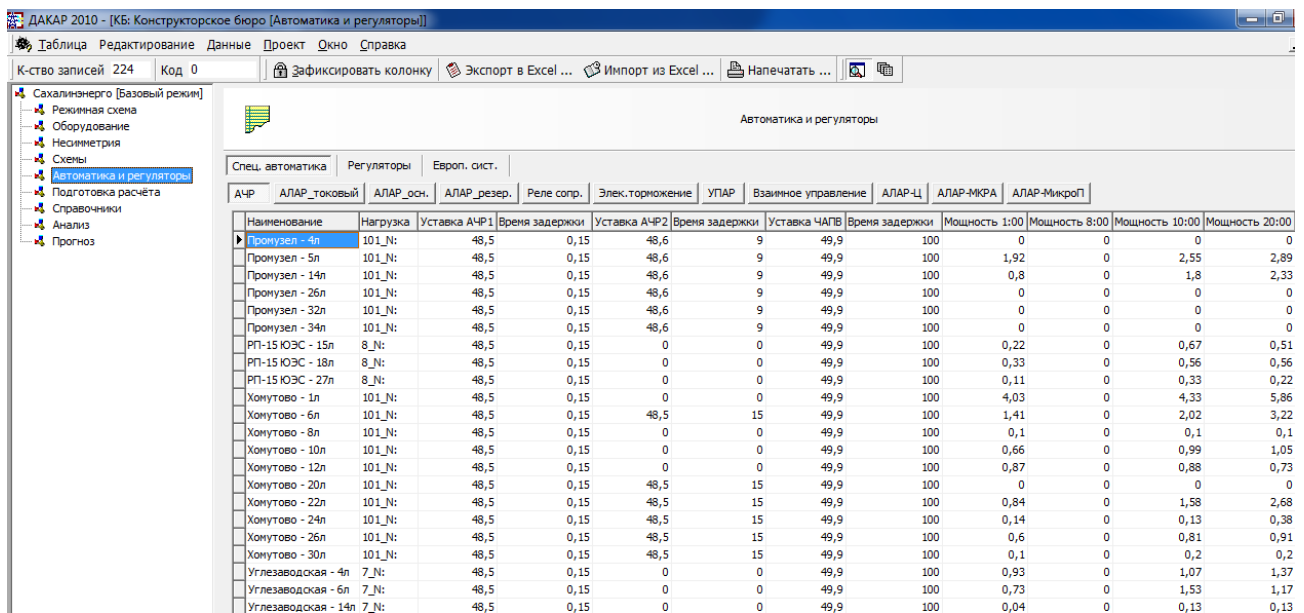
Задача досліджень. Проведений аналіз вказує на необхідність розроблення спеціалізованих програмних модулів для моделювання пристроїв системної автоматики, таких як АЧР, ЧАПВ, що полегшить користувачам формувати базу автоматики та проводити дослідження складних аварійних процесів в енергосистемах.

Виклад основного матеріалу. Досвід використання програмного комплексу ДАКАР в енергосистемах Російської Федерації (особливо, в ОДУ Урала) показав, що інформацію про пристрої АЧР готують в різних регіонах енергосистеми (для ОДУ Урала таких пристроїв є декілька тисяч), а тому виникла необхідність розробки спеціалізованого і компактного інформаційного формату даних, що значно спростило б підготовку інформації про АЧРІ, АЧРІІ та ЧАПВ.

Спеціалістом служби електричних режимів ОДУ Урала Костаревим А.Ф. було запропоновано стислий формат вхідної інформації про АЧР (ЧАПВ), який був прийнятий в енергосистемах Росії і реалізований в програмному комплексі ДАКАР [5]. Згідно цього формату задання інформації про АЧРІ, АЧРІІ та ЧАПВ здійснюється так:

1. Назва черги АЧР (ЧАПВ)
2. Код навантаження
3. Уставка частоти АЧРІ (Гц)
4. Час затримки дії черги АЧРІ (с)
5. Уставка частоти АЧРІІ (Гц)
6. Час затримки дії черги АЧРІІ (с)
7. Уставка частоти ЧАПВ (Гц)
8. Час затримки дії черги ЧАПВ (с)
9. Потужність вимкненого навантаження (з врахуванням часу доби) на 01:00 год. (МВт)
10. Потужність вимкненого навантаження (з врахуванням часу доби) на 08:00 год. (МВт)
11. Потужність вимкненого навантаження (з врахуванням часу доби) на 10:00 год. (МВт)
12. Потужність вимкненого навантаження (з врахуванням часу доби) на 20:00 год. (МВт)

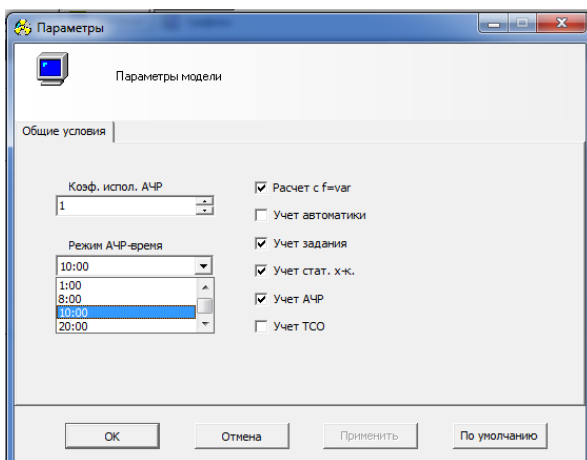
На рис. 1 зображено екранну форму комплексу ДАКАР (на прикладі проекту Сахаліненерго) для задання вхідної інформації про АЧР та ЧАПВ. Цей формат даних дозволяє моделювати як несуміщені черги АЧРІ та АЧРІІ так і суміщені. Суміщені черги АЧРІ та АЧРІІ реалізовані на «одній автоматиці» (тобто, задані в одному рядку, наприклад, *Промузел – 4л* на рис. 1). Після спрацювання черги АЧРІ дія черги АЧРІІ блокується до моменту вмикання навантаження (вимкненого АЧРІ) пристроєм ЧАПВ. Несуміщені черги АЧРІ та АЧРІІ задаються кожна окремо (наприклад, *РП-15 ЮЭС – 15л* на рис. 1).



| АЧР | АЛАР_токовый | АЛАР_осн. | АЛАР_резерв. | Реле сопр. | Элек.торожение | УПАР | Взаимное управление | АЛАР-Ц | АЛАР-МКРА | АЛАР-МикроП | Мощность 1:00 | Мощность 8:00 | Мощность 10:00 | Мощность 20:00 |
|---------------------|--------------|-----------|--------------|------------|----------------|------|---------------------|--------|-----------|-------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Промузел - 4л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Промузел - 5л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 1,92 | 0 | 2,55 | 2,89 | 0 | 0 | 0 |
| Промузел - 14л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 0,8 | 0 | 1,8 | 2,33 | 0 | 0 | 0 |
| Промузел - 26л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Промузел - 32л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Промузел - 34л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,6 | 9 | 49,9 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| РП-15 ЮЭС - 15л | 8_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,22 | 0 | 0,67 | 0,51 | 0 | 0 | 0 |
| РП-15 ЮЭС - 18л | 8_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,33 | 0 | 0,56 | 0,56 | 0 | 0 | 0 |
| РП-15 ЮЭС - 27л | 8_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,11 | 0 | 0,33 | 0,22 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 1л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 4,03 | 0 | 4,33 | 5,86 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 6л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 1,41 | 0 | 2,02 | 3,22 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 8л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,1 | 0 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 10л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,66 | 0 | 0,99 | 1,05 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 12л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,87 | 0 | 0,88 | 0,73 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 20л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 22л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 0,84 | 0 | 1,58 | 2,68 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 24л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 0,14 | 0 | 0,13 | 0,38 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 26л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 0,6 | 0 | 0,81 | 0,91 | 0 | 0 | 0 |
| Хомутово - 30л | 101_N: | 48,5 | 0,15 | 48,5 | 15 | 49,9 | 100 | 0,1 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0 | 0 | 0 |
| Углевадовская - 4л | 7_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,93 | 0 | 1,07 | 1,37 | 0 | 0 | 0 |
| Углевадовская - 6л | 7_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,73 | 0 | 1,53 | 1,17 | 0 | 0 | 0 |
| Углевадовская - 14л | 7_N: | 48,5 | 0,15 | 0 | 0 | 49,9 | 100 | 0,04 | 0 | 0,13 | 0,13 | 0 | 0 | 0 |

Рисунок 1 - Екранна форма задання інформації про АЧР (ЧАПВ) в комплексі ДАКАР

Перед початком розрахунку (рис. 2) користувач має можливість вибрати режим АЧР: час доби для відпрацювання обсягу вимкнення споживачів чергами АЧР та коефіцієнт виконання АЧР. Коефіцієнту виконання АЧР, рівному 1, відповідає вимкнення повного обсягу навантаження, тобто ним можна задавати можливе не спрацювання деяких черг АЧР.



Параметры модели

Общие условия

Коеф. испол. АЧР: 1

Режим АЧР-время: 10:00

Расчет с f=вар:

Учет автоматики:

Учет задания:

Учет стат. х-ж.:

Учет АЧР:

Учет ТСО:

OK Отмена Применить По умолчанию

Рисунок 2 - Задання режиму врахування АЧР перед початком розрахунку

Приклад розрахунку. Для демонстрації можливостей комплексу ДАКАР під час проведення досліджень аварійних ситуацій в ЕЕС розглянемо один з режимів енергосистеми о. Сахалін*. З однієї сторони енергосистема невелика, з іншої - цікава тим, працює ізолювано від енергосистеми Росії та в ній відсутній потужний енерговузол, тобто всі вузли рівнозначні, і проводити, наприклад, розрахунок усталеного режиму з постійною частотою не зовсім коректно.

Режим нараховує 86 вузлів напругою 6-220 кВ; 92 вітки (лінії, трансформатори); 36 вузлів навантаження, заданих статичними характеристиками по частоті; 16 генераторів (рис. 3), встановлених на трьох електростанціях (Южно-Сахалінська ТЕЦ, Сахалінська ТЕС та Ноглінська ГТЕС), з врахуванням збудників, автоматичних регуляторів збудження, автоматичних регуляторів частоти обертання. У цьому режимі враховано також перспективу встановлення трьох газотурбінних установок по 50 МВт кожна (фірми "GE Aero Energy") на Южно-Сахалінській ТЕЦ.

Проведений розрахунок усталеного режиму зі змінною частотою показав, що в енергосистемі встановлюється частота 49,99 Гц (табл. 2). Без цих ГТУ при такому ж навантаженні системи (≈ 491 МВт) частота встановилася б на рівні 49,65 Гц (табл. 2). Змоделюємо аварійне вимкнення двох ліній напругою 220 кВ, що призведе до відділення дефіцитного району. В табл. 3 наведено результати розрахунку усталеного режиму з врахування завдання на вимкнення двох ліній. В результаті цього система поділяється на дві ізолювані частини з різними частотами в них: в дефіцитній частині частота встановить на рівні 48,24 Гц, в надлишковій – на рівні 51 Гц.

* За згодою з СЕЕР РДУ ОАО «Сахаліненерго»

| Основное | | Дополнительное | | | | | | | | | |
|--------------|---------------|----------------|------------------|--------------|------------------|-------------|---------------|-----------------|------------|--|--|
| ГенСтанции | Линии проекта | Шунты | КонденБатарики | Зо Трансформ | Зо АвтоТрансформ | Сегменты | | | | | |
| Наименование | Тип модели | Генерирование | Тип | Количество | К дефф | Возбудитель | Рег скорости | Рег возбуждения | Форсировки | | |
| ЮСТЭЦ1_1Г-2 | два контура | 55_G | ТВФ-120-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-1 | ЮСТЭЦ1-1_ТГ-3 | АРВ | форс-2 | | |
| ЮСТЭЦ1_1Г-2 | два контура | 11_G | ТВФ-63-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-1 | ЮСТЭЦ1-1_ТГ-2 | АРВ | форс-1 | | |
| ЮСТЭЦ1_1Г-1 | два контура | 10_G | ТВФ-63-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-1 | ЮСТЭЦ1-1_ТГ-1 | АРВ | форс-1 | | |
| СРЭС | два контура | 1_G | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| НПЭС-1ТГ | два контура | 2_G | Т2-12-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-2 | НПЭС | АРВ | | | |
| НПЭС-2ТГ | два контура | 3_G | Т2-12-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-2 | НПЭС | АРВ | | | |
| НПЭС-3ТГ | два контура | 4_G | Т2-12-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-2 | НПЭС | АРВ | | | |
| НПЭС-4ТГ | два контура | 9_G | Т2-12-2/6,3кВ | 1 | 2 | Возб-2 | НПЭС | АРВ | | | |
| Г-2 | два контура | Г-2 | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| Г-3 | два контура | Г-3 | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| Г-4 | два контура | Г-4 | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| Г-5 | два контура | Г-5 | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| Г-6 | два контура | Г-6 | ТВФ-60-2/10,5кВ | 1 | 2 | Возб-2 | СРЭС | АРВ | форс-1 | | |
| ПТЭ1 ЮСТЭЦ1 | два контура | 41_G | ПТЭ | 1 | 2 | Возб-2 | ПТЭ1 ЮСТЭЦ1 | АРВ_СД_М | форс-1 | | |
| ПТЭ2 ЮСТЭЦ1 | два контура | 42_G | ПТЭ | 1 | 2 | Возб-2 | ПТЭ2 ЮСТЭЦ2 | АРВ_СД_М | форс-1 | | |
| ПТЭ3 ЮСТЭЦ1 | два контура | 43_G | ПТЭ | 1 | 2 | Возб-2 | ПТЭ3 ЮСТЭЦ3 | АРВ_СД_М | форс-1 | | |

Рисунок 3 - Задання інформації про генератори для режиму Сахалінеенерго

Таблиця 2 - Результати розрахунку усталених режимів зі змінною частотою для різної кількості генераторів

| З додатковими ГТУ | | | Без додаткових ГТУ | | |
|---------------------------|---------------|---------|---------------------------|---------------|---------|
| Частота | 49.99 Гц | | Частота | 49.65 Гц | |
| Статизм максимальный - | 262.90 МВт/Гц | | Статизм максимальный - | 262.90 МВт/Гц | |
| Статизм ген. текущий - | 262.90 МВт/Гц | | Статизм ген. текущий - | 193.60 МВт/Гц | |
| Рег. эффект нагрузки - | 9.82 МВт/Гц | | Рег. эффект нагрузки - | 9.82 МВт/Гц | |
| Суммарная генерация | 499.361 | 160.977 | Суммарная генерация | 498.519 | 176.918 |
| Суммарная нагрузка | 490.927 | 207.983 | Суммарная нагрузка | 487.639 | 208.000 |
| Мощность синх. двиг. | 0.000 | 0.000 | Мощность синх. двиг. | 0.000 | 0.000 |
| Потери продольные | 4.866 | 49.963 | Потери продольные | 7.334 | 64.995 |
| Потери поперечные | 3.582 | -96.869 | Потери поперечные | 3.559 | -95.989 |
| Потери на корону | 0.000 | | Потери на корону | 0.000 | |
| Количество итераций | 8 | | Количество итераций | 42 | |
| Функционал | 0.602 | | Функционал | 0.990 | |
| Функционал-2 | 0.023 | | Функционал-2 | 0.001 | |
| Несбалансирован. БУ | 1.180 | 0.090 | Несбалансирован. БУ | 14.184 | 0.130 |
| Несбалансированность по Р | 0.3 МВт | | Несбалансированность по Р | 1.0 МВт | |

Під час цього розрахунку (табл. 3) не враховується дія автоматичних пристроїв регулювання потужністю турбін, а значення частоти отримується як перетин статичних характеристик навантаження та генерування за частотою.

Таблиця 3 - Результати розрахунку усталеного режиму зі змінною частотою при аварійному поділі системи

| Дефіцитна енергосистема | | | Надлишкова енергосистема | | |
|---------------------------|---------------|---------|---------------------------|--------------|---------|
| **** Система № 1 **** | | | **** Система № 2 **** | | |
| Частота | 48.24 Гц | | Частота | 51.00 Гц | |
| Статизм максимальный - | 174.90 МВт/Гц | | Статизм максимальный - | 88.00 МВт/Гц | |
| Статизм ген. текущий - | 75.60 МВт/Гц | | Статизм ген. текущий - | 88.00 МВт/Гц | |
| Рег. эффект нагрузки - | 7.62 МВт/Гц | | Рег. эффект нагрузки - | 2.20 МВт/Гц | |
| Суммарная генерация | 370.835 | 147.075 | Суммарная генерация | 114.814 | 32.904 |
| Суммарная нагрузка | 367.733 | 147.900 | Суммарная нагрузка | 112.185 | 60.100 |
| Мощность синх. двиг. | 0.000 | 0.000 | Мощность синх. двиг. | 0.000 | 0.000 |
| Потери продольные | 1.842 | 34.510 | Потери продольные | 0.604 | 9.232 |
| Потери поперечные | 1.267 | -35.293 | Потери поперечные | 2.030 | -36.376 |
| Потери на корону | 0.000 | | Потери на корону | 0.000 | |
| Количество итераций | 144 | | Количество итераций | 144 | |
| Функционал | 0.000 | | Функционал | 0.993 | |
| Функционал-2 | 0.000 | | Функционал-2 | 0.000 | |
| Несбалансирован. БУ | 3.629 | 5.309 | Несбалансирован. БУ | -36.790 | -1.985 |
| Несбалансированность по Р | -0.0 МВт | | Несбалансированность по Р | -1.0 МВт | |

Проведемо розрахунок електромеханічних перехідних процесів під час аварійного поділу енергосистеми на дві частини. На рис. 4 показано завдання на збурення (аварійне вимкнення двох ліній).

| Задание_2 | | | | | | | |
|-----------------|----------------|--------------------|----------------|--------------|--------------|------------------|--|
| Действие | Место действия | 2-е место действия | Объект реализ. | 1-е значение | 2-е значение | Время выполнения | |
| Отключить ветвь | 203-209 | | | 0 | 0 | 0,5 | |
| Отключить ветвь | 202-203 | | | 0 | 0 | 0,5 | |

Рисунок 4 - Завдання на вимкнення двох ліній (203-209 та 202-203) на 0,5 с перехідного процесу

На рис. 5 (нижній графік) зображено часові залежності частоти у вузлі дефіцитної підсистеми.

Для дефіцитної частини змодельюємо дію АЧР для зменшення дефіциту активної потужності та недопущення зниження частоти до такого низького рівня (47,04 Гц). Проведемо такий же розрахунок перехідного процесу, але вже з врахуванням дії пристроїв АЧР (рис. 5, верхній графік).

В табл. 4 наведено фрагмент результатів розрахунку. Прийнято такі позначення: f_y – задана в масиві АЧР уставка частоти; $t_{зап}$ – затримка часу спрацювання черги АЧР; f – реальне значення частоти, за якого спрацювала черга АЧР з врахуванням затримки часу.

В результаті роботи АЧР чергами АЧРІ вимкнено 49,0 + 15,4 = 64,4 МВт споживачів, що становить 17,5% споживачів дефіцитної частини. В результаті дії АЧРІ частота зависає на значенні 49,83 Гц.

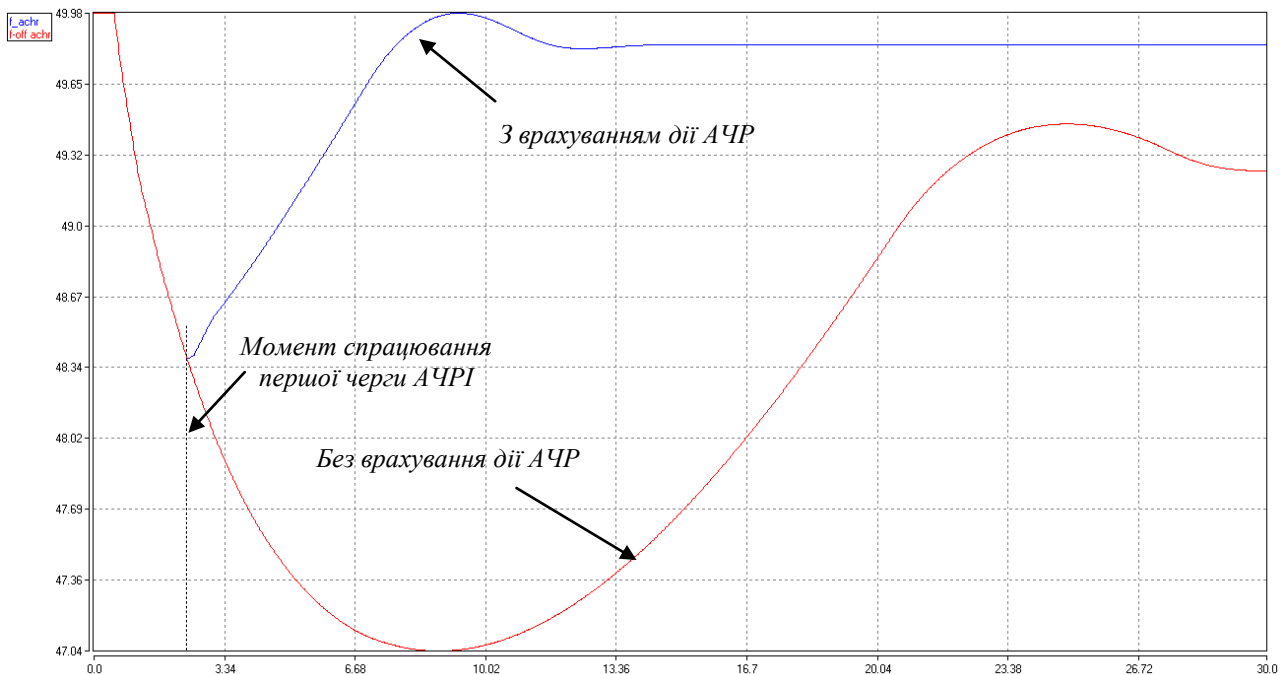


Рисунок 5 - Зміна в часі частоти у вузлах дефіцитної частини енергосистеми з врахуванням дії АЧР та без дії АЧР

Таблиця 4 - Результати розрахунку перехідного процесу з врахуванням дії пристроїв АЧР

| | | |
|-----|--------------|---|
| На | 0.50 -ой сек | Отключена линия: 203-209 - Задание |
| На | 0.50 -ой сек | Отключена линия: 202-203 – Задание |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Промузел - 5л - 2.5МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Промузел - 14л - 1.8МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Хомутово - 1л - 4.3МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Хомутово - 6л - 2.0МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Хомутово - 8л - 0.1МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.4сек АЧР1 | 101_N:Южная - 52л - 1.7МВт $f=48.4$ $f_y=48.5$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| ... | | |
| На | 2.4сек АЧР | 49.0 МВт суммарный |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Городская - 4л - 0.2МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Городская - 5л - 0.6МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Городская - 6л - 3.0МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Южная - 58л - 0.8МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Южная - 53л - 1.0МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Южная - 59л - 2.2МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| На | 2.5сек АЧР1 | 101_N:Южная - 61л - 1.9МВт $f=48.4$ $f_y=48.4$ Гц $t_{зап}=0.15$ |
| ... | | |
| На | 2.5сек АЧР | 15.4 МВт суммарный |

Для демонстрації дії ЧАПВ змодельовано наступну успішну синхронізацію відокремлених частин Сахаліненерго по одній з вимкнених ліній зв'язку.

Результати дії деяких черг ЧАПВ після успішної синхронізації наведено в табл. 5.

Таблиця 5 - Результати дії деяких черг ЧАПВ після успішної синхронізації відокремлених частин Сахаліненерго по одній з вимкнених ліній зв'язку

| | | |
|------------------|------------------------|--|
| На 40.00 -ой сек | Включена линия: | 203-209 - Задание |
| На 67.2сек ЧАПВ | 12_N:Холмкая - 7л - | 1.4МВт $f=50.2$ $f_y=49.7$ Гц $t_{зап}=60.00$ |
| На 67.2сек ЧАПВ | 12_N:Холмкая - 13л - | 0.8МВт $f=50.2$ $f_y=49.7$ Гц $t_{зап}=60.00$ |
| На 67.2сек ЧАПВ | 12_N:Холмкая - 15л - | 1.1МВт $f=50.2$ $f_y=49.7$ Гц $t_{зап}=60.00$ |
| На 67.2сек ЧАПВ | 3.3 МВт суммарный | |
| На 106.9сек ЧАПВ | 104_N:Невельская - 6 - | 1.7МВт $f=50.2$ $f_y=49.6$ Гц $t_{зап}=100.00$ |
| На 106.9сек ЧАПВ | 104_N:Невельская - 1 - | 1.0МВт $f=50.2$ $f_y=49.6$ Гц $t_{зап}=100.00$ |
| На 106.9сек ЧАПВ | 104_N:Невельская - 1 - | 1.7МВт $f=50.2$ $f_y=49.6$ Гц $t_{зап}=100.00$ |
| На 106.9сек ЧАПВ | 104_N:Невельская - 1 - | 1.5МВт $f=50.2$ $f_y=49.6$ Гц $t_{зап}=100.00$ |
| На 106.9сек ЧАПВ | 6.8 МВт суммарный | |

Результати розрахунку перехідного процесу такої ситуації наведено на рис. 6.

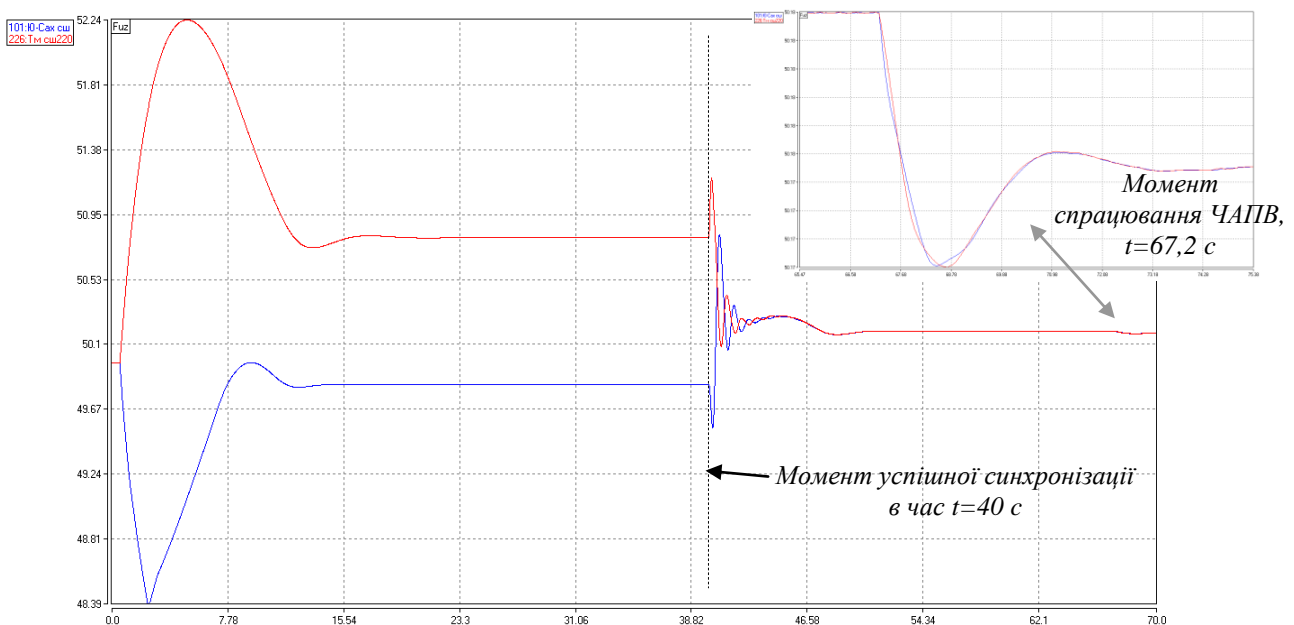


Рисунок 6 - Часові залежності частоти в енергосистемі при поділі її на дві ізолювані частини та наступної синхронізації

Висновки.

1. Розроблена в комплексі ДАКАР універсальна модель автоматики дозволяє відтворювати дію будь-якого пристрою протиаварійної автоматики та досліджувати її поведінку під час аварійних та післяаварійних процесів.

2. Для складних видів протиаварійної автоматики (АЧР, ЧАПВ) в комплексі ДАКАР розроблено спеціалізовані програмні модулі, що значно полегшило користувачам формувати базу автоматики та проводити дослідження.

3. На сьогоднішній день програмний комплекс ДАКАР за функціональними можливостями не має аналогів в Україні та Росії і дозволяє вирішувати більшість задач відповідним службам енергосистем, енергопостачальних компаній, проектних організацій.

ЛІТЕРАТУРА

1. Букович Н.В. Автоматика електроенергетичних систем. Навч. посібник. – К.: ІЗИН. – 1998. – 280 с.
2. Діалоговий автоматизований комплекс аналізу режимів ДАКАР [Електр. ресурс] – Реж. дост.: www.dakar.eleks.com
3. Скрипник О.І. Діалоговий автоматизований комплекс ДАКАР-2002 – новий рівень інформаційного забезпечення електроенергетичних систем / О.І. Скрипник, В.С. Коновал // Вісник НУ «Львівська політехніка». Сер. «Електроенергетичні та електромеханічні системи». – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2008. – № 615. – С. 144-149.

4. Лоханин Е.К. Моделирование действий релейных защит и противоаварийной автоматики при расчетах режимов сложных энергосистем / Лоханин Е.К., Скрыпник А.И., Бондарь Л.А. // Электричество. – 1995. – № 10. – с. 46-54.

5. Моделирование автоматической частотной разгрузки в комплексе ДАКАР / [Лоханин Е.К., Скрыпник А.И., Товстяк Т.О., Костарев А.Ф., Юдин А.В.] // Вестник УГТУ-УПИ Проблемы управления электроэнергетикой в условиях конкурентного рынка. – Екатеринбург: 2005. – №12(64). – с. 243-246.

Надійшла до редколегії 16.03.2011

Рецензент: В.Ф.Сивокобиленко

В.С. КОНОВАЛ¹, А.Б. КОЗОВЫЙ¹,
А.И.СКРЫПНИК², Т.О.ТОВСТЯК²

¹Национальный университет "Львовська политехніка"

²ООО "ЕЛЕКС"

V. KONOVAL¹, A. KOZOVYI¹, O. SKRYPNYK²,
T.TOVSTYAK²

¹National University "Lviv Polytechnic"

²Ltd "ELEKS"

Моделирование устройств частотной автоматики для анализа послеаварийных режимов работы электроэнергетических систем. Приведены модели устройств частотной автоматики (АЧР, ЧАПВ) и проведен анализ аварийных и послеаварийных режимов работы реальных электроэнергетических систем. Показаны функциональные возможности программного комплекса ДАКАР для анализа установившихся послеаварийных режимов и моделирования разных аварийных ситуаций, связанных с разделением энергосистемы и нарушением баланса активной мощности.

Электроэнергетическая система, моделирование, аварийный режим, послеаварийный режим, противоаварийная автоматика, автоматическая частотная разгрузка, частотное автоматическое повторное включение.

Design of Frequency Automatic Devices for Analysis of Post-Emergency Conditions of Power Systems. The models of the frequency automatic devices (automatic frequency unloading and automatic frequency reclosure) and analysis of emergency and post-emergency modes of real power systems are presented. Displaying the functionality of software DAKAR for analysis post-emergency load flow and simulation of various emergency situations involving the division of power system and active power imbalance.

Power system, modeling, emergency modes, post-emergency modes, emergency automation, automatic frequency unloading, automatic frequency reclosure.