



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ

**Факултет Автоматика
Катедра "Системи и управление"**

Маг. инж. Веселина Росенова Трашлиева

**МОДЕЛИ ЗА ОПТИМАЛНО УПРАВЛЕНИЕ НА
ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация за придобиване на образователна и научна степен
"ДОКТОР"

Област: 5. Технически науки

Професионално направление: 5.2. Електротехника, електроника и автоматика

Научна специалност: (02.21.10) Приложение на принципите и методите на
кибернетиката в различни области на науката

**Научни ръководители: доц. д-р Теофана Пулева
доц. д-р Димо Стоилов**

СОФИЯ, 2018 г.

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от Катедрения съвет на катедра „Системи и управление“ към Факултет Автоматика на ТУ-София на редовно заседание, проведено на 12.07.2018 г.

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои на 15.11.2018 г. от 13:00 часа в Конферентната зала на БИЦ на Технически университет – София на открито заседание на научното жури, определено със заповед № ОЖ-257 / 19.07.2018 г. на Ректора на ТУ-София в състав:

1. доц. д-р. Теофана Пулева – председател
2. доц. д-р андрей Йончев – научен секретар
3. проф. д.т.н. Стоян Стоянов
4. проф. д.т.н. Тодор Стоилов
5. доц. д-р Кирил Янев

Рецензенти:

1. проф. д.т.н. Стоян Стоянов
2. доц. д-р Кирил Янев

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в канцеларията на Факултет Автоматика на ТУ-София, блок № 2, кабинет № 2350.

Дисертантът е редовен докторант към катедра „Системи и управление“ на факултет Автоматика. Изследванията по дисертационната разработка са направени от автора, като някои от тях са подкрепени от научноизследователски проекти.

Автор: маг. инж. Веселина Трашлиева

Заглавие: Модели за оптимално управление на енергийни ресурси

Тираж: 30 броя

Отпечатано в ИПК на Технически университет – София

I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Актуалност на проблема

В последните години в Република България, производството на електроенергия от ВЕИ се разраства дотолкова, че България постига поставените общеевропейски цели осем години по-рано поради стимулиране чрез т.нар. преференциални цени. Увеличаването на дела на производството от тези инсталации води до задълбочаване на проблема с баланса в електроенергийната система (ЕЕС). Цените на стоките и услугите в електроенергийния пазар нарастват поради промените в пазарната организация и структура в резултат от т.нар. либерализация, която всъщност довежда до раздробяване на енергийните дружества и въвеждане на повече регулации. При максимален годишен товар от порядъка на 7,2-7,5 GW и сумарна разполагаема мощност около 9,8 GW, покриването на товара в краткосрочен план не е трудно, но амплитудите при денонощните и сезонни изменения създават истинските проблеми. Поради повишаващите се изисквания към опазване на околната среда нараства и стохастичната възобновяема генерация, като това увеличава необходимостта от наличието и използването на върхови източници на балансираща/регулираща енергия, в т.ч. и управляеми товари.

При увеличаване дела на възобновяемите вятърни (ВяЕЦ) и слънчеви (ФВЕЦ) неуправляеми (стохастични) електроцентрали (ЕЦ), ПАВЕЦ все повече се явяват незаменим елемент в управлението на ЕЕС, който подпомага балансирането явявайки се буфер за останалия непокрит товар на потребителите. Това е изключително актуално относно текущото състояние в ЕЕС на Република България. В дисертацията се обръща специално внимание на оптимизиране функционирането и използването на ВЕЦ и ПАВЕЦ като балансиращи мощности и средство за минимизация на разходите в ЕЕС, при отчитане на спецификите на наличните хидроенергийни съоръжения (каскадност и ограничени водни ресурси) и без да се пренебрегват финансовите измерения.

В наши дни значението на запасителите на електроенергия нараства заедно с увеличаването на дела на стохастичните ЕЦ в съвременните ЕЕС. Те се прилагат за изглаждане на краткотрайни колебания на мощността на вятърни и слънчеви агрегати поради пориви на вятъра или заоблачаване, като източник на електроенергия за по-дълги периоди (нощем, безветрие), като резервен източник на електроенергия (напр. при повреда в главната мрежа) и като основен или спомагателен източник на енергия за транспортни средства и др.. Разнообразието на запасители се моделира еднотипно като икономически елемент на ЕЕС чрез съответната разходна характеристика на финансовите разходи в двата режима (като товар и генератор) във функция от потребяваната /отдаваната мощност. Оптималното оразмеряване на запасителите е задача, която предшества оптимизирането на работата и експлоатацията им. Последните зависят от текущите нужди на електроенергийната система - товар, свръхпроизводство и др., които се изменят за всеки един планов период. Неизменно в периода на експлоатация се налага да се преоценява ефективността на използването на запасителите и следва да се оцени необходимостта от въвеждане на нови запасители в експлоатация. Така се достига отново до проблема за оразмеряването на запасителите, но вече в условията на интегрирани големи ЕЕС, с увеличено използване на електроенергия от стохастични неуправляеми ВИ като средство за опазване на околната среда и осигуряването на резерви за баланс. Концепциите за първичен, вторичен и третичен резерв и тяхното осигуряване са приети и описани в редица нормативни документи и научни публикации, докато тези от гледна точка на грешки в прогнозите и рисковете в оперативен план са по-слабо застъпени. Анализът на чувствителността на оптималните решения по отношение промени в десните страни на ограниченията е анализ на тези рискове. Този анализ е силно затруднен поради комбинаторния характер на задачите за статична оптимизация режима на ЕЕС.

Все повече навлизат и се изграждат обособени обекти, присъединени или не към главната мрежа, които разполагат със собствени управляеми и неуправляеми източници и

товари. За моделиране на функционирането (оперирането) на такива микромрежи са необходими нови инструменти, модели и програмни приложения, способни адекватно да имитират поведението на сложната система, желана или нежелана поява или оттегляне на един или друг агент, външни и вътрешни събития, комуникационни въздействия и др.. Изработването на конкретни модели за планиране на установените режими по аналогия на големите ЕЕС ще подпомогне анализа и реализацията на *smart grid* концепцията, тъй като микромрежата е в основата на *smart grid*. След като микромрежите се разглеждат като обособени единици в ЕЕС то по аналогия на балансиращите групи трябва се изследва и възможността за участието на микромрежите в балансиращия пазар като се набляга повече на необходимия капацитет от гледна точка на икономическата ефективност. Последният факт налага обръщането на специално внимание на управляемите товари като средство от изключителна важност за ефективното и надеждно управление на микромрежите и ЕЕС като цяло, тъй като те участват в регулирането на честотата и обменните мощности (балансирането) чрез цената на балансиращата електроенергия или чрез стимулиращи или санкциониращи мерки. В литературата се срещат примери за различни управляеми товари, но липсва детайлното им подразделяне в конкретни групи с оглед последващото им моделиране в оптимизационните задачи и/или обосноваване на подбор и оразмеряване в предпроектни фази на изграждане.

Цел на дисертационния труд, основни задачи и методи за изследване

Изследванията целят изграждане на оптимизационни математически модели за формиране на оптимални планове (*стратегии*) за използване на енергийните източници при изисквания за покриване на определено очаквано ниво за електрическия товар и зададена структура на агрегати, които участват в краткосрочни и дългосрочни баланси на активна мощност и електроенергия.

Класическите задачи и модели за статична оптимизация на установените режими в ЕЕС се модифицират за отчитане на технологичните и функционални изменения в ЕЕС: децентрализирано производство и формиране на микромрежи, увеличаване дела на произведената енергия от възобновяеми енергийни източници със случаен характер, увеличаване ролята на обратимите агрегати и организационни изменения при либерализиране на електроенергийния пазар.

Изследванията обхващат създаване на широк кръг модели, алгоритми и приложни програми за решаване на оптимизационни задачи, които се основават на различни математически подходи: линейно програмиране, целочислено програмиране, динамично програмиране и други методи за решаване на оптимизационни технико-икономически задачи, свързани с производство на електроенергия и баланса на активната мощност в ЕЕС.

Задачите на дисертационния труд включват избор на актуални за Българската ЕЕС задачи, за които да се разработят и изпитат чрез реални примери математически оптимизационни модели за реализация на оптимални краткосрочни и средносрочни планове за производство на електрическа енергия при редицата специфични ограничения, сред които увеличено участие на ВЕИ със стохастичен характер на работна мощност, участие на микромрежи като самостоятелни икономически агенти, повишена роля на ПАВЕЦ (в задачата за оптимална координирана работа между топлинните и водноелектрически централи при ограниченост на първични ресурси (обемите на водните резервоари)) и особен акцент върху оптималното използване на обратимите агрегати.

Чувствителността на получените решения от изменението на параметрите и ограничителните условия на задачите трябва да се изследва и да се приложи за усъвършенстване на моделите и развитие на съответните елементи на ЕЕС.

Научна новост

Предлага се формализирано описание на проблемите при планиране и управление на установените режими в ЕЕС за различни хоризонти на планиране, чрез еквивалентни описания и подходи за редуциране размерността на оптимизационните модели.

Предложена е класификация на управляемите товари в ЕЕС за целите на моделиране им и са разработени линейни математически модели на различните управляеми товари. В съответствие с възможните технологични режими определени от вида на потребителя, товарите са класифицирани като управляеми по време и/или по ниво, съответно с прекъсваем или непрекъсваем работен цикъл.

Предложен е подход за разширен анализ на чувствителността на решенията при смесено-целочислени линейни задачи, който дава възможност да се анализира детайлно конкретно оптимално решение, т.е. конкретен оптимален график на работа.

Практическа приложимост

Разработените модели и потребителски интерфейси спомагат за планиране работата на акумулиращи и генериращи иточници. Разработените модели могат да се включат в големи системи за планиране. Разширеният анализ на решенията е приложим при задачите за оперативно краткосрочно и средносрочно планиране и развитие на ЕЕС.

Апробация

Резултатите от изследванията са представени на Международна конференция "Автоматика и информатика" през 2011 и 2012 г., Colloque Francophone sur l'Energie - Environnement - Economie et Thermodynamique 2012 (COFRET 2012), 4th International Conference on Control and Optimization with Industrial Applications 2013 (COIA 2013), VII Конференция на Електротехнически Факултет "ЕФ 2015", 15-th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA) 2017 и Международна Конференция на Автоматика '2017.

Публикации

Основни постижения и резултати от дисертационния труд са публикувани в осем научни статии, от които три са самостоятелни и една е в реферирано списание. Има две цитирания.

Структура и обем на дисертационния труд

Дисертационният труд е в обем от **220** страници, като включва увод, **9** глави за решаване на формулираните основни задачи, списък на основните приноси, списък на публикациите по дисертацията, използвана литература и **4** приложения. Цитирани са общо **217** литературни източници, като **161** са на латиница и **48** на кирилица, а останалите са интернет адреси. Работата включва общо **38** фигури и **55** таблици. Номерата на фигурите и таблиците в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

ОБЗОР НА ПРОБЛЕМА

Съвременните ЕЕС са поставени пред редица предизвикателства, сред които най-силно се открояват децентрализацията на производството, навлизането на стохастичните производства от ВяЕЦ и ФвЕЦ и промените в електроенергийните пазари. Проблемите при управлението на режимите в реално време и решаването им са обект на множество публикации. Оптималното планиране на работата значително намалява неудобствата и предизвикателствата пред управлението в реално време. Задачата за статична оптимизация на режима по активна мощност в ЕЕС е най-сложната оптимизационна задача, която в своята същност е нелинейна комбинаторна задача за изготвяне на оптимални планове за работа на производствени мощности и товари при редица специфични изисквания и удовлетворяване на комплексен критерий. Навлизането на ВЕИ и децентрализираните агрегати у нас въвеждат усложнения и в планирането и в работата на ЕЕС. Все повече се присъединяват и обекти, които в своята същност са микромрежи или са производители от ВЕИ, които целят да максимизират дела си в пазара. При основен критерий за максимизация на собствената полза, оперирането на присъединени микромрежи макар и оптимизирано, се явява допълнителен проблем, като не се анализира в детайли въздействието върху общия баланс при такова участие.

Нашата ЕЕС съдържа неотзивчиви към промени в товара АЕЦ и неотзивчиви топлинни ЕЦ. В последните години се присъединяват значителни мощности от неуправляеми ВяЕЦ и ФвЕЦ и така ВЕЦ и ПАВЕЦ се явяват пикови мощности и средства за осигуряване на баланса и сигурността. Хидроенергийната част на българската ЕЕС се характеризира с ограниченост на наличните първоизточници и така се достига до предизвикателството пред планирането на съвместната работа на трите вида производства с оглед на икономическата ефективност, сигурността и баланса. Повечето модели за планиране са за краткосрочно планиране и не отчитат точно спецификите на нашата ЕЕС. Не на последно място стоят и въпросите свързани с развитието на ЕЕС у нас и аналитичният подход към ефективната ѝ работа в дългосрочен план.

Целта на дисертацията е формиране на математически модели за решаване на оптимизационни задачи за определяне на оптимални планове (*стратегии*) за ефективно използване на енергийните източници при изисквания за покриване на определено очаквано ниво за електрическия товар и зададена структура на агрегати, които участват в баланса на активна мощност и електроенергия за различни по продължителност хоризонти. Тази цел се постига чрез модифициране на класическите задачи и формулировките на моделите за тяхното решаване за отчитане на технологичните и функционални изменения в ЕЕС. Сред тях са децентрализация на производството и формиране на микромрежи, увеличаване дела на произведената енергия от възобновяеми енергийни източници със случаен характер и преференциалното ѝ изкупуване, повишаване ролята на обратимите агрегати в условията на ограниченост на ресурсите за осигуряване на електроенергийния баланс и общите за ЕЕС производствени разходи, настъпващите организационни изменения при либерализацията на електроенергийния пазар и възникването на пазар на балансиращи услуги.

В резултат на направения обзор на публикуваните резултати, свързани с посочените изменения в ЕЕС, са формулирани задачите на дисертацията: опериране на микромрежите и участието им като самостоятелни икономически субекти, осигуряване на баланса в условията на неотзивчиви към динамиката на товара базови ЕЦ, ограниченост на първичните ресурси и увеличеното производството от ВЕИ със стохастичен характер, оптимално планиране на работата и използване на обратимите агрегати в българската ЕЕС за различни по продължителност периоди и оразмеряването на агрегатите.

ГЛАВА 1. МОДЕЛ ЗА ОПТИМАЛНО АНГАЖИРАНЕ НА АГРЕГАТИТЕ В МИКРОМРЕЖА

Типичната микромрежа разполага с акумулиращи устройства (*accumulation unit*), управляеми (*non fixed generator*) ($P_{nfG,t}$) и неуправляеми (*fixed generator*) генериращи източници и потребители на електроенергия (товари) (*fixed and non fixed load* $P_{nfl,t}$). Неуправляемите източници могат да бъдат възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) или работа на комбинирани отоплителни и електропроизводствени агрегати (КТЕ), работещи съобразно график за отопление. Целта на задачата е определяне на оптимални стойности на купуваната от ($P_{buy,t}$) или продаваната на ($P_{sell,t}$) главната мрежа електроенергия според възможностите и характеристиките на агрегатите в микромрежата, така че печалбата от цялостната дейност да бъде максимална при спазване на графици за доставка. Приемат се за известни прогнозните ежечасови графици за неуправляемото потребление ($P_{fl,t}$) и производство ($P_{fG,t}$) на електроенергия.

За всеки единичен (едночасов) интервал $t=1:T$ за предстоящо денонощие ($T = 24$) трябва да се състави оптимален график за производство от управляемите генератори, както и за потребление от управляемите товари. Допуска се изменение на обменната електроенергия между главната и микромрежата, включително свободно продаване или купуване според интереса на оператора на микромрежата. Приема се, че:

- запасената през денонощието енергия трябва да бъде отдадена в рамките на същото денонощие при известна ефективност η на цикъла запасяване – произвеждане;

- в рамките на единичен интервал (час) не се сменя посоката на електроенергията между главната и микромрежата, както и че в рамките на единичен интервал (час) не се сменя режима на агрегатите (от управляем към неуправляем и обратно, от запасяване ($P_{a,t}$) към произвеждане ($P_{Ga,t}$) и обратно).

- неработещите управляеми агрегати се поддържат в режим на готовност (*stand by*) и могат да се въведат в работа през следващия единичен интервал.

При формулировката на модела са използвани двоични променливи v_t и u_t : $v_t = 0$, когато се продава към главната мрежа и $v_t = 1$, когато се купува от главната мрежа, а $u_t = 0$ при акумулиране и $u_t = 1$ при отдаване на запасена електроенергия.

Известни са: $c_{sell,t}$ и $c_{buy,t}$ - продажна и покупна цена на електроенергията от микромрежата към главната мрежа през t , $c_{nfG,t}$ - цена на произведената електроенергия от управляемите източници в микромрежата през t , E_T - минимално количество енергия, което трябва да се изразходва от управляваните товари за целия ден, P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} - технологични максимуми на запасената и произведената от запасяващите устройства часова електроенергия, $P_{nfl,t}^{\max}$ и $P_{nfG,t}^{\max}$ - технологични максимуми на консумираната от управляемите товари и произведената от управляемите източници часова електроенергия и $P_{buy,t}^{\max}$ - максимално количество електроенергия, което може да бъде закупено от главната мрежа през t (съгласно договор за доставка на електроенергия) и $P_{sell,t}^{\max}$ - максимално количество електроенергия, което може да бъде продадено към главната мрежа през t .

Целта на оператора на микромрежата е да получи максимален приход от дейностите производство на електроенергия и нейната продажба на потребителите от микромрежата и на оператора на главната мрежа. Целевата функция представлява сума на приходите от продажбата на електроенергия към главната мрежа, разходите за купуването от главната мрежа и за производство на електроенергия в микромрежата:

$$\max_P J = \sum_{t=1}^T c_{sell,t} P_{sell,t} - \sum_{t=1}^T c_{buy,t} P_{buy,t} - \sum_{t=1}^T c_{nfG,t} P_{nfG,t} \quad (1.1)$$

Сумата от запасената и консумирана електроенергия от управляемите товари в микромрежата трябва да съответства на общата закупена и произведена електроенергия за всеки единичен времеви интервал:

$$P_{sell} + P_a + P_{nfl} + P_{fl} = P_{buy} + P_{fG} + P_{Ga} + P_{nfG} \quad (1.2)$$

Сумарното количество запасена електроенергия за целия денонощен период на оптимизация при отчитане на КПД на цикъла трябва да съответства на сумарното количество електроенергия, която е отдадена от запасяващите устройства (1.3). Сумарната електроенергия от фиксираните товари за целия период на оптимизация трябва да е по-голяма от технологично необходимото минимално количество електроенергия, което трябва да се изразходва за управляваните товари за деня (1.4).

$$\eta I_{(1,t)} P_a = I_{(1,t)} P_{Ga} \quad (1.3) \quad I_{(1,t)} P_{nfl} \geq E_T \quad (1.4)$$

Ограничения (1.5) и (1.6) гарантират изискването да няма едновременно продаване и купуване на електроенергия между двете мрежи, а ограничения (1.7) и (1.8) гарантират изпълнението на изискването да няма едновременно запасяване и отдаване на запасена електроенергия

$$P_{buy,t} - v_t P_{buy,t}^{\max} \leq 0 \quad (1.5) \quad \text{и} \quad P_{sell,t} - (1 - v_t) P_{sell,t}^{\max} \leq 0 \quad (1.6)$$

$$P_{Ga,t} - u_t P_{Ga,t}^{\max} \leq 0 \quad (1.7) \quad \text{и} \quad P_{a,t} - (1 - u_t) P_a^{\max} \leq 0 \quad (1.8)$$

Променливите на модела имат следните граници за $t = 1 \dots T$:

$$P_{sell,t} \geq 0, P_{buy,t} \geq 0, P_{Ga,t} \geq 0, P_{a,t} \geq 0, 0 \leq P_{nfG,t} \leq P_{nfG,t}^{\max}, 0 \leq P_{nfl,t} \leq P_{nfl,t}^{\max} \quad (1.9)$$

Разработеният модел и потребителски програми за въвеждане на данни (интерфейс) и за пресмятане на резултатите позволяват задаване на различни цени за купуване и продаване на енергия и стойности на неуправляемото производство и потребление на електроенергия в микромрежата за всеки единичен времеви интервал.

Моделът, потребителският интерфейс и приложните програми представляват удобен инструмент за планиране и управление работата на микромрежа, като позволяват оптимално управление на производството, натоварването и запасяването на електроенергията в микромрежата и улесняват финансовите дейности. Този модел отразява преди всичко икономическата оптимизация на електрическия баланс в микромрежата, но може да се допълни с оглед оптимизацията на пълния енергиен баланс, като в този случай следва да се отразят технологичните и икономически взаимовръзки при едновременното произвеждане на топлинна и електроенергия.

ГЛАВА 2. КЛАСИФИКАЦИЯ И МОДЕЛИРАНЕ НА УПРАВЛЯЕМИ ТОВАРИ И ТОВАРОВИ БЛОКОВЕ

Ако даден товар може да бъде пускан и спиран и/или консумацията му може да се регулира за целите на системния баланс, то той се счита за управляем. Пример за управляем товар в една ЕЕС от гледна точка на Системния оператор са помпите на ПАВЕЦ или група потребители, чието електрозахранване може да бъде прекъсвано (и/или ограничавано) в периоди с пиков (върхов) товар. За една микромрежа, управляем товар може да бъде всеки консуматор, чиято електроенергия може да бъде регулирана и/или ограничавана или работата му да бъде отлагана/диспечерируема във времето. Управлението на товарите и товарите блокове (обединение от отделни товари) е една от най-развиващите се дейности при *smart* мрежите. Работата на редица товари се разпростира в рамките на няколко времеви интервала, т.е. те се характеризират с „цикъл на работа“, който може да бъде прекъсван или не. Въвежда се класификация на такива управляеми товари за целите на моделирането и обосноваването им подбор в предпроектни фази.

УПРАВЛЯЕМИ ТОВАРИ ПО ВРЕМЕ С ПРЕКЪСВАЕМ ЦИКЪЛ НА РАБОТА

Притежават фиксирана продължителност на работния цикъл d_{l*} и консумират фиксирано количество електроенергия P_{l*} в интервалите на работа. За моделиране

работата на тези товари се въвеждат двоични променливи $v_{11,j} = 1$ когато товарът е включен на P_{11}^* в интервала j . В балансните ограничения се въвеждат допълнителни членове $v_{11,j}P_{11}^*$, а за продължителността на работния цикъл се грижи ограничение от вида:

$$\sum_j v_{11,j} = d_{11}^* \quad (2.1)$$

УПРАВЛЯЕМИ ТОВАРИ ПО ВРЕМЕ И ПО НИВО С ПРЕКЪСВАЕМ ЦИКЪЛ НА РАБОТА

Потреблението на товара $P_{12,j}$ в j зависи от продължителността на работния цикъл $d_{12}^{\min} \leq d_{12} \leq d_{12}^{\max}$. Известно е сумарното потребление P_{12}^{Σ} на товара за един пълен цикъл на работа. Оптимизират се почасовото потребление $P_{12,j}$ и продължителността на работния цикъл d_{12} . Въвеждат се двоични променливи $v_{12,j} = 1$ когато товарът консумира мощност $P_{12}^{\min} \leq P_{12,j} \leq P_{12}^{\max}$, където $P_{12}^{\min} = P_{12}^{\Sigma} / d_{12}^{\max}$ и $P_{12}^{\max} = P_{12}^{\Sigma} / d_{12}^{\min}$. За моделиране на зависимостта между продължителността на цикъла и електроенергията на товара в интервала се добавят ограниченията: $P_{12,j} - v_{12,j}P_{12}^{\max} \leq 0$ и $P_{12,j} - v_{12,j}P_{12}^{\min} \geq 0$ (2.2)

$$\sum_j v_{12,j} = d_{12} \quad (2.3) \quad \text{и} \quad \sum_j P_{12,j} = P_{12}^{\Sigma} \quad (2.4)$$

$$d_{12}^{\min} \leq d_{12} \leq d_{12}^{\max} \text{ и цели} \quad (2.5)$$

УПРАВЛЯЕМИ ТОВАРИ ПО ВРЕМЕ С НЕПРЕКЪСВАЕМ ЦИКЪЛ НА РАБОТА

Потреблението на товара в единичния интервал от работния цикъл с фиксирана продължителност d_{13}^* е P_{13}^* . Веднъж започнал цикъла на работа той не може да бъде прекъсван. За осигуряване на това изискване се въвеждат 3 набора двоични променливи: $s_{13,j} = 1$ ако товарът стартира работен цикъл в началото на j , $v_{13,j} = 1$ ако товарът работи на електроенергия P_{13}^* в j и $f_{13,j} = 1$ ако товарът приключва работния си цикъл в началото на j . В балансните ограничения се включват членове $v_{13,j}P_{13}^*$. Ограничението за фиксираната продължителност на работния цикъл може да се формулира чрез израза (2.6), но той не осигурява неговата непрекъсваемост

$$\sum_j v_{13,j} = d_{13}^* \quad (2.6)$$

Добавят се ограничения за осигуряване непрекъсваемостта на работния цикъл:

$$s_{13,j} - v_{13,j} \leq 0 \quad (2.7) \quad \text{и} \quad s_{13,j} - f_{13,j} = v_{13,j} - v_{13,j-1} \quad (2.8)$$

$$f_{13,j} + v_{13,j} \leq 1 \quad (2.9) \quad \text{и} \quad s_{13,j} + \sum_{k=j+1}^{j+d_{13}^*-1} f_{13,k} \leq 1 \quad (2.10)$$

Ограничението (2.10) моделира и продължителността на работния цикъла и дава възможност за отпадане на (2.6).

УПРАВЛЯЕМИ ТОВАРИ ПО ВРЕМЕ И НИВО С НЕПРЕКЪСВАЕМ ЦИКЪЛ НА РАБОТА

Оптимизира се продължителността на работния цикъл $d_{14}^{\min} \leq d_{14} \leq d_{14}^{\max}$ и потреблението в единичния интервал $P_{14}^{\Sigma} / d_{14}^{\max} \leq P_{14,j} \leq P_{14}^{\Sigma} / d_{14}^{\min}$, като се добавят ограничения за осигуряване непрекъсваемостта на цикъла. Въвеждат 3 набора двоични променливи: $s_{14,j} = 1$ ако товарът стартира работен цикъл в началото на интервала j , $v_{14,j} = 1$ ако товарът работи с мощност P_{14} в j и $f_{14,j} = 1$ ако товарът приключва работния си цикъл в началото на j . В баланса се включва $P_{14,j}$, отразяващ работата на управляемия товар през j . Продължителността на работния цикъл $d_{14}^{\min} \leq d_{14} \leq d_{14}^{\max}$, която се оптимизира може да се моделира чрез $\sum_j v_{14,j} = d_{14}$ (2.11)

Добавят се и ограниченията за осигуряване непрекъсваемостта на работния цикъл:

$$s_{l4,j} - v_{l4,j} \leq 0 \quad (2.12) \quad \text{и} \quad s_{l4,j} - f_{l4,j} = v_{l4,j} - v_{l4,j-1} \quad (2.13)$$

$$f_{l4,j} + v_{l4,j} \leq 1 \quad (2.14) \quad \text{и} \quad s_{l4,j} + \sum_{k=j+1}^{j+d_{l4}-1} f_{l4,k} \leq 1 \quad (2.15)$$

Приведеният числов пример използва структурата на модела от Глава 1, в който изразходваната от управляемите товари електроенергия през единичния времеви интервал $P_{nfl,t}$ се формира от 7 товара съгласно предложената класификация.

ГЛАВА 3. МОДЕЛИРАНЕ НА МИКРОМРЕЖАТА КАТО ДОСТАВЧИК НА БАЛАНСИРАЩА/РЕГУЛИРАЩА ЕНЕРГИЯ

В Глава 1 е представен модел за оптимизация работата на микромрежата от гледна точка на нейния оператор като самостоятелен участник в обгръщащата го система. Такова участие има смисъла на включване и изключване на микромрежата към хранващата мрежа без оперативно съгласуване с диспечерите на главната мрежа. Микромрежата не се съобразява със състоянието на главната, а реализира участието си на база цени и състояние на собствените си производствени мощности и товари. Търсеното решение реализира *едностранна* оптимална стратегия за производство, акумулиране, купуване и продаване на електроенергия към главната мрежа, така че да се реализира максимална печалба за оператора на микромрежата. Заложената идея подсказва възможност за регулирано участие на микромрежите в балансирането на главната мрежа подобно на източник на балансираща енергия (с предложения за регулиране в двете посоки - "*нагоре*" и "*надолу*").

В Глава 3 се описва модел за взаимодействие на оператора на микромрежата с оператора на главната мрежа при доставка на спомагателни услуги за осигуряване на баланса в главната мрежа. Пазарните форми за търговия с балансираща/регулируща енергия са различни и вариант на предлагания тук модел може да се приложи към всяка от тях. За описание на модела е избран подход, при който между оператора на главната мрежа и оператора на микромрежата има сключен договор за доставка на балансиращи услуги, наречени услуга "*товар*" и услуга "*мощност*". Чрез тях микромрежата участва в енергийния баланс на главната мрежа.

Подобно на класическите графици за доставка на електроенергия и услугите се регистрират в предварителен график, съответно за купената (потребената) $P_{BL,j}^C$ от и за продадената (доставената) $P_{BG,j}^C$ на главната мрежа мощност (интервална енергия, енергия през единичен пазарен интервал j от 5, 10, 15, 30 или 60 *min.*). Извън този график операторът на микромрежата може да купува и продава ($P_{Buy,j}$ и $P_{Sell,j}$) електроенергия по цени ($c_{Buy,j}$ и $c_{Sell,j}$) и условия съгласно други договори. Предвидена е и възможност операторът на главната мрежа да налага наказателни санкции (глоби) за всеки часови интервал с неспазено договорно количество на услугата. Санкцията се състои от постоянна неизменна съставка и коефициент за всеки kWh недоставена енергия или неосигурен по договор товар. При спазено договорно количество, микромрежата реализира печалба, която се изчислява по договорени цени в лв./kWh за единица доставена или потребена електроенергия (c_{DL} и c_{DG}).

При формулирането на модела са използвани още следните означения: $P_{a,j}$ и $P_{Ga,j}$ - запасена и произведена електроенергия от акумулиращите устройства в микромрежата през j , $P_{CL,j}$ - изразходвана електроенергия от управляемите товари в микромрежата през единичния времеви интервал j и $P_{G,j}$ - произведена електроенергия от управляемите източници в микромрежата през единичния времеви интервал j , двоични променливи $u_j = 0$, когато се продава (отдава се електроенергия в мрежата) и $u_j = 1$ при купуване на

електроенергия, двоични променливи $v_j=1$ при акумулиране на електроенергия през j и $v_j=0$ - при отдаване на запасена електроенергия, $P_{BL,j}$ - реално потребена енергия от микромрежата (реално реализиран "товар") и $P_{BG,j}$ - реално доставена от микромрежата електроенергия на главната мрежа (реално доставена "мощност"), c_{PG} и c_{PL} - санкции в лв./час за недоставени услуги "мощност" и "товар" в пълен размер за един интервал, в който не е изпълнен договорения обем и c_{NDG} и c_{NDL} - цени за единица недоставени мощност и товар в лв./kWh.

При неспазване на договорената услуга "товар" ($P_{BL}^C > P_{BL,j}$) или договорената услуга "мощност" ($P_{BG}^C > P_{BG,j}$) на оператора на микромрежата се начисляват санкции за неосигурен товар $c_{PL} + c_{NDL}(P_{BL}^C - P_{BL,j})$ или за неосигурена мощност $c_{PG} + c_{NDG}(P_{BG}^C - P_{BG,j})$. За моделиране на такава структура на разходите се въвеждат двоични променливи ($y_{L,j}$ и $y_{G,j}$), моделиращи спазването или неспазването на договорените количества: $y_{L,j} = 1$ за всеки интервал (час) с неспазено договорено количество услуга "товар" ($P_{BL}^C > P_{BL,j}$) иначе $y_{L,j} = 0$ за $P_{BL}^C = P_{BL,j}$; $y_{G,j} = 1$ (за услуга "мощност") за всеки час с недоставена мощност ($P_{BG}^C > P_{BG,j}$) и $y_{G,j} = 0$ за $P_{BG}^C = P_{BG,j}$.

Зададени са още: прогнозна произвеждана мощност ($P_{R,j}$) на собственото производство от неуправляемите източници през j и прогнозният собствен товар (L_j) през единичния интервал j ; $c_{G,j}$ - цена на произведената електроенергия от собствените управляеми източници през j , η - к.п.д. на цикъла запасяване – отдаване и E_T - минимално количество енергия, което трябва да се изразходва от управляемите товари за целия ден, P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} - технологичен максимум на акумулираната и произведената от акумулиращите устройства електроенергия през всеки единичен интервал, P_G^{\max} - технологичен максимум на производството от управляемите източници и P_{CL}^{\max} - технологичен максимум на консумацията от управляемите товари мощност за всеки единичен интервал j и $P_{Buy,j}^{\max}$ и $P_{Sell,j}^{\max}$ - максимални количества електроенергия, които могат да бъдат закупено или продадени към главната мрежа през j съгласно договора за доставка на електроенергия.

За разлика от модела в Глава 1, целевата функция съдържа и членове представляващи наказателни санкции както следва и печалбата от договора:

$$\begin{aligned} \max_{P,y} J = & \sum_j c_{Sell,j} P_{Sell,j} - \sum_j c_{Buy,j} P_{Buy,j} - \sum_j c_{G,j} P_{G,j} - \sum_j \left(c_{PL} y_{L,j} + c_{NDL} (P_{BL}^C - P_{BL,j}) \right) - \\ & - \sum_j \left(c_{PG} y_{G,j} + c_{NDG} (P_{BG}^C - P_{BG,j}) \right) + \sum_j c_{DL} P_{BL,j} (1 - y_{L,j}) + \sum_j c_{DG} P_{BG,j} (1 - y_{G,j}) \end{aligned} \quad (3.1)$$

Сумата от акумулираната, продадената и консумираната от управляемите товари електроенергия за всеки единичен времеви интервал трябва да съответства на общата закупена и произведена електроенергия:

$$P_{BG,j} + P_{Sell,j} + P_{a,j} + L_j + P_{CL,j} = P_{BL,j} + P_{Buy,j} + P_{G,j} + P_{Ga,j} + P_{R,j} \quad (3.2)$$

Сумарното количество запасена електроенергия за целия период на оптимизация при отчитане на к.п.д на цикъла трябва да съответства на сумарното количество електроенергия, която е отдадена от запасяващите устройства (3.3). Сумарната електроенергия от фиксиранияте товари за целия период на оптимизация трябва да е по-голяма от технологично необходимото минимално количество електроенергия, което трябва да се изразходва за управляваните товари за деня (3.4).

$$\eta \sum_j P_{a,j} = \sum_j P_{Ga,j} \quad (3.3)$$

$$\sum_j P_{CL,j} \geq E_T \quad (3.4)$$

Ограничения (3.5) и (3.6) гарантират изискването да няма едновременно продаване и купуване на електроенергия от мрежата:

$$P_{Buy,j} + P_{BL,j} - u_j P_{Buy}^{\max} \leq 0 \quad (3.5)$$

$$P_{Sell,j} + P_{BG,j} - (1 - u_j) P_{Sell}^{\max} \leq 0 \quad (3.6)$$

Ограничения (3.7) и (3.8) гарантират изпълнението на изискването да няма едновременно запасяване и отдаване на запасена електроенергия:

$$P_{a,j} - v_j P_a^{\max} \leq 0 \quad (3.7) \quad P_{Ga,j} - (1 - v_j) P_{Ga}^{\max} \leq 0 \quad (3.8)$$

Ограничения (3.9) и (3.10) осигуряват връзката между двоичните променливи в целевата функция и разликата, която моделират:

$$(1 - y_{L,j}) P_{BL,j}^C \leq P_{BL,j} \quad (3.9) \quad (1 - y_{G,j}) P_{BG,j}^C \leq P_{BG,j} \quad (3.10)$$

Осигуряването на приоритет на доставките по договорения график се въвежда чрез ограничения (3.11) и (3.12): ако договореното количество за потребление или отдаване не е изпълнено, то не може да се реализират покупки или продажби:

$$P_{Sell,j} - (1 - y_{G,j}) P_{Sell}^{\max} \leq 0 \quad (3.11) \quad P_{Buy,j} - (1 - y_{L,j}) P_{Buy}^{\max} \leq 0 \quad (3.12)$$

Променливите в модела имат следните граници:

$$\begin{aligned} P_{Sell,j} \geq 0, \quad P_{Sell,j} \geq 0, \quad P_{Ga,j} \geq 0, \quad P_{a,j} \geq 0, \quad 0 \leq P_{G,j} \leq P_G^{\max}, \\ 0 \leq P_{CL,j} \leq P_{CL}^{\max}, \quad 0 \leq P_{BL,j} \leq P_{BL,j}^C, \quad 0 \leq P_{BG,j} \leq P_{BG,j}^C \end{aligned} \quad (3.13)$$

Стойностите на P_G^{\max} , E_T , P_{CL}^{\max} , P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} определят максималните почасови нива на доставки, които микромрежата може да поеме. Формулировката на задачата може да се обърне в посока към интереса на оператора на главната мрежа: той *не* предоставя графици за доставка или купуване на електроенергия от микромрежата, а в началото на периода (денонощието) да *резервира* капацитет. Този резервиран от външната мрежа капацитет се явява резерв за нея. В интервалите с резервация на резерв ако се възползва от него операторът на главната мрежа заплаща на микромрежата цена за всеки kWh използван капацитет. Възможно е и въвеждане на клауза за реални реализации надвишаващи предварително резервираните. Тези доставки могат да се начисляват по трета отделна ставка. В този случай, структурата на приходите ще придобие вида на моделираната в настоящия модел структура на санкциите при неизпълнение, като постоянната съставка (резервация на капацитет) ще се реализира предварително, а променливата (реално използвани услуги) - след изтичането на договорения период. Операторът на микромрежата, от своя страна, може да резервира част от собствените си източници при наличието на финансова обосновка и вероятност външната мрежа да се възползва от нерезервиран капацитет (да се реализират доставки извън резервирания капацитет). Подобна стратегия за оператора на микромрежата ще бъде обоснована ако анализите покажат по-високи печалби за микромрежата в интервали с висока вероятност за търсене на услуги/доставки, но и предполага реализацията на пропуснати ползи, ако вероятностите са малки.

Оптималните стойности на двоичните променливи за моделиране на санкциите при неизпълнение на договорните отношения могат да служат за директна оценка на реализирани разходи при неизпълнение на договорите чрез израза:

$$Penalties = c_{PL} y_L + c_{PG} y_G + c_{NDL} (P_{BL}^C - P_{BL}) + c_{NDG} (P_{BG}^C - P_{BG})$$

Структурата на модела предполага факта, че микромрежата може да *поема* електроенергия от главната мрежа, да я запасява и да я отдава обратно по-късно на по-високи цени *единствено* по свои съображения. Когато няма санкции случаят е подобен на модела представен в Глава 1. При наличието на санкции взаимоотношенията стават *регулирани*. В някои страни регулацията е строга: микромрежата може да запасява електроенергия от *само* от свои управляеми или неуправяеми източници или изрично подадена от оператора на главната мрежа електроенергия за запасяване. Изложението илюстрира реалните възможности на участниците в микромрежата да предоставят балансираща/регулираща енергия за главната мрежа, както и реална оценка на възможни приходи и разходи за операторите на микромрежите от балансиращи услуги.

Представеният подход за формиране структурата на приходите и разходите предоставя възможност за детайлизация на всяка една ставка и допълване с нововъзникнали финансови взаимоотношения, а оптималните стойности позволяват директна и бърза оценка на реализираните приходи и разходи.

ГЛАВА 4. ОПТИМАЛНА КООРДИНИРАНА РАБОТА НА КОНВЕНЦИОНАЛНИ И ПОМПЕНО-АКУМУЛИРАЩИ ВЕЦ

Моделирането на агрегатите от ВЕЦ и ПАВЕЦ в задачите за оптимално планиране се свежда до моделиране на разходните характеристики на централите и състоянията на свързаните с тях водни обеми. Моделираните в тази глава централи работят в каскаден режим, т.е. работата им е взаимносвързана в рамките на дадена каскада.

При моделиране работата на термичните централи горивата не се считат за ограничен ресурс, докато при ВЕЦ е необходимо моделирането и на ограничената "складова" наличност на водата. Това внася изчислително оскъпяване на водата в модела спрямо нейната себестойност в коритото или в язовира. Язовирите могат да бъдат с комплексно предназначение или само за производство на електроенергия. Водохранилищата създават възможност за изглаждане на притоците и разходите според конструктивно предопределената цикличност на запълване (дневна, седмична, сезонна, годишна, многогодишна). Комплексното използване на язовирите е свързано със съответстващите квоти за отделните водоползватели, определяни ежемесечно от МОСВ. Моделирането на квотите се извършва чрез допълнителни ограничения и променливи в математическите зависимости. За разлика от ВЕЦ, електроенергията от ПАВЕЦ не се счита за произведена от възобновяем източник на енергия.

Включването на ВЕЦ и ПАВЕЦ в работата на ЕЕС причинява важен икономически резултат. Така нареченото „изрязване“ на върховете на товарите (*peak shaving*) води до капиталови и оперативни икономии чрез заместване на скъпи върхови електроцентрали на газ или други горива.

При средносрочно планиране (напр. година) работата на ВЕЦ и ПАВЕЦ, съвместното моделиране на каскадно свързани водни обеми с комплексно предназначение и силно различаващи се в порядъци стойности на налични обеми, води до силно усложняване и увеличаване размерността на модела. Уравненията на водния баланс се съставят за всеки един интервал и всеки един резервоар, т.е. броят им зависи от хоризонта на планиране и неговата продължителност. Цикличността на изравняване на водните обеми налага наличието на връзка между крайните за хоризонта на планиране функционални зависимости. За големи резервоари с годишно изравняване на водните обеми могат да се моделират квоти или округняване на водните количества по месеци, сезони и дори годишно чрез въвеждането на значително по-малък брой ограничения за всеки един разглеждан подпериод z (напр. сезон). В каскадното свързване на различните водни обеми, ограниченията на горните и долните резервоари ще държат нивата на големите резервоари в съответстващите им граници.

$$Q_r^z \leq Q_r^{z-1} + F_r^z + (1/z) V_r^{\max} - \sum_{k,j} Q_{Hk,j}^r + \sum_{k,j} Q_{Hk,j}^{r-1} + \sum_{k,j} Q_{Pk,j}^{r+1} - \sum_{k,j} Q_{Pk,j}^{r-1} \quad (4.1)$$

където Q_r^z е наличният обем в на резервоара r в края на подпериода z , F_r^z е притокът в резервоара през подпериода, а $F_r^z + (1/z) V_r^{\max}$ представя допустимото за използване за целия подпериод количество вода, $-\sum_{k,j} Q_{Hk,j}^r + \sum_{k,j} Q_{Hk,j}^{r-1} + \sum_{k,j} Q_{Pk,j}^{r+1} - \sum_{k,j} Q_{Pk,j}^{r-1}$ представят работата на свързаните с резервоара r помпи и турбини чрез преработените от тях водни количества за целия подпериод z . По този начин, ако се разглежда хоризонт от една година при продължителност на единичния интервал от 1 час и се моделира сезонна

работа на централи, броят на ограниченията за водния баланс за даден r от 8 760 се свеждат до четири. Ако се моделира годишното му изравняване и не е необходима свързаност между отделните сезони (или те се отчитат със сходни показатели по отношение на приточност, отточност и максимален обем), ограничението (4.1) ще бъде само едно. Така в задача, в която се моделират няколко каскади с различни по предназначение, обем и цикличност на изравняването резервоари, е възможно еквивалентното моделиране работата на всички централи в средносрочен хоризонт на планиране, без разликата в периодите на изравняване за различните резервоари да внася допълнителна сложност в модела. Малките резервоари и изравнители в каскадите се описват с уравнения на водния баланс от вида (4.3), а големите с неравенства от вида (4.1). Подобно представяне дава възможност за използването на типови денонощни товарни графики, както е илюстрирано в модела в Глава 5.

МОДЕЛ ЗА ОПТИМИЗИРАНЕ ГРАФИКА ЗА СЪВМЕСТНА РАБОТА НА КОНВЕНЦИОНАЛНИ И ВЪЗБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ

Съвременните изисквания за опазване на околната среда и климата налагат увеличаване дела на производството от ВЕИ. Основна оперативна особеност на ВЯЕЦ и ФВЕЦ е неопределеността в тяхната производствена мощност. Освен прекъсването в производството им, затруднения при балансирането създава голямата мощност на възобновяемите ЕЦ в периодите на нисък системен товар (нощем и след обяд). Традиционно планиране включва в работен режим помпените агрегати през нощните часове (когато товарът в ЕЕС е най-нисък), но с нарастване дела на ВЕИ управляемите товари трябва да работят през периодите, когато има излишък на електроенергия от ВЕИ с практически нулева оперативна стойност. Помпените агрегати вече се включват през периодите когато остатъчният товар¹, а не реалният, е минимален. Кога и как става това се решава чрез модификации на класическите модели за оптимално ангажиране.

Целта на разработения и описан модел е чрез оптимизация на комбинираната работа на КЕЦ и акумулиращите мощности на ПАВЕЦ, да се редуцира количеството на неусвоената възобновяема енергия и да се постигнат минимални производствени разходи (*стратегия* за пълно използване енергията от ВЕИ). Моделът използва участъково-линейни апроксимации на разходните характеристики на КЕЦ и ВЕЦ, включва стандартните балансови, функционални и свързващи ограничения и се явява основен модул в общия модел за оптимизация използването на изградените акумулиращи източници в ЕЕС. При формулировката на модела са използвани следните означения:

i и k – брой топлинни и водни ЕЦ, D_j и P_{Wj} - прогнозни стойности за товара и възобновяемата енергия в MWh в интервал j , Q_{Hkj} и R_{Hkj} - прогнози за притока и оттока от горния резервоар на ВЕЦ k за j , Q_{Lkj} и R_{Lkj} - прогнозни стойности за притока и оттока от долния резервоар на ВЕЦ k за интервал j , L_{Hkj} и L_{Lkj} - променливи, представляващи количествата непреработена вода съответно в горния и долния резервоар, V_{Hj} и V_{Lj} - количества вода в горния и долния резервоари в началото на j . R_{Hkj} и R_{Lkj} представляват количествата непреработена вода в горния и долния резервоар, дължащи се на изпарение, просмукване в почвата и други естествени и неуправляеми фактори, а L_{Hkj} и L_{Lkj} представляват непреработените количества вода от горния и долния резервоар, дължащи се на контролирано изпускане през периодите на пълноводие или поради съображения за сигурност и поддръжка.

Въвеждат се още: P_{ij} , P_{imin} , и P_{imax} - работна, минимално и максимално допустими стойности в MWh на топлинен електрогенератор i в j , P_{Hkj} , P_{Hkmin} и P_{Hkmax} - работна, минимално и максимално допустими стойности в MWh на воден електрогенератор k в j ,

¹ Остатъчният товар или наричан още резултантен товар, представлява разликата между реалния товар и мощността на нерегулируемите/неотзивчивите агрегати.

P_{Pkj} , P_{Pkmin} и P_{Pkmax} - консумирана, минимално и максимално допустими стойности в MWh на помпа k в j и φ_{Hk} и φ_{Pk} - изразходвани количества вода от водните агрегати съответно в генераторен и помпен режим в m^3/MWh . v_{kj} са двоични променливи: $v_{kj}=1$ ако агрегат k работи в помпен режим в j . c_i е производствената цена от ТЕЦ i , c_{Hk} и c_{Pk} - разходи за един час работа на агрегат k в зависимост от количеството произведена или консумирана електроенергия, а δ_i - допустимо изменение на работната мощност на генератор i .

Участъково-линейната апроксимация на разходната характеристика $C_{ij} = f(P_{i,j})$ във векторна форма има вида: $C_{(i,j)} = c_{l(i,j)}P_{l(i,j)}$ за всеки j , където $0 \leq P_{lj} \leq P_{lj}^{max}$, броят на участъците е $l = 1...L$ от апроксимацията за j , c_{lj} е наклонът на РХ в участъка, P_{lj} е работната мощност в участъка и P_{lj}^{max} е максималната стойност за участъка.

Целевата функция представлява сумарните разходи за производство на електроенергия. При единична продължителност на интервалите в хоризонта на планиране и линейна апроксимация на РХ с един линеен участък има вида:

$$\min_P J = \sum_{i,j} c_i P_{ij} + \sum_{k,j} c_{Hk} P_{Hkj} + \sum_{k,j} c_{Pk} P_{Pkj} \quad (4.1)$$

Балансовото ограничение (4.2) гарантира, че сумарното производство на КЕЦ и ВЕЦ и консумацията на помпите ще съответства на прогнозната стойност на товара за всеки интервал:

$$\sum_j P_{ij} + \sum_j P_{Hkj} - \sum_j P_{Pkj} = D_j \quad \text{за всяко } j \quad (4.2)$$

Общото уравнение на водния баланс за всеки един резервоар, при отчитане работата на захранваните агрегати, притоците и оттоците има вида (4.3). Γ_{from} и Π_{from} представят множеството на турбините и помпите, които съответно изразходват вода от резервоара, а Γ_{in} и Π_{in} – множеството на турбините и помпите, които наливат вода в резервоара. Q_{Rj} и R_{Rj} представляват неуправляемите притоци и оттоци в резервоара, а L_{Rj} и L_{Rqj} представляват непреработените количества вода за текущия и всички резервоари, които се оттичат в него.

$$V_j = V_{j-1} - \sum_{k \in \Gamma_{from}} \varphi_{Hkj} P_{Hkj} + \sum_{k \in \Pi_{in}} \varphi_{Pkj} P_{Pkj} + \sum_{k \in \Pi_{from}} \varphi_{Hkj} P_{Hkj} - \sum_{k \in \Gamma_{in}} \varphi_{Pkj} P_{Pkj} + Q_{Rj} + \sum_{q \in \Pi_{in}} L_{R,qj} - L_{Rj} - R_{Rj} \quad (4.3)$$

В случая на запасяваща инсталация с горен и долен резервоар, уравненията на водния баланс имат вида:

$$V_{Lj} = V_{Lj-1} + \sum_k \varphi_{Hj} P_{Hkj} - \sum_k \varphi_{Pj} P_{Pkj} + Q_{Lj} - R_{Lj} - L_{Lj} + L_{Hj} \quad \text{за всяко } j \text{ и } k \quad (4.4)$$

Когато обемът на единия от двата резервоара е определящ за работата на централата, съответстващите уравнения на неопределящия обем могат да се пренебрегнат с оглед редуциране броя на ограниченията в модела.

Ограниченията, които гарантират да няма едновременна работа в помпен и генераторен режим, са (4.5). Формулират се още оперативни ограничения за КЕЦ (4.6) и оперативни ограничения за управляемото изпускане и водните нива на резервоарите (4.7).

$$P_{Pk} - v_{kj} P_{Pkmax} \leq 0 \quad \text{и} \quad P_{Hk} - (1 - v_{kj}) P_{Hkmax} \leq 0 \quad (4.5)$$

$$P_{imin} \leq P_{ij} \leq P_{imax} \quad \text{и} \quad |\Delta P_{ij}| \leq \delta_i \longrightarrow \begin{cases} P_{ij} - P_{ij-1} \leq \delta_i \\ P_{ij} - P_{ij-1} \geq -\delta_i \end{cases} \quad \text{за всяко } i \text{ и } j \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} 0 \leq L_{Lj} \leq L_{Lmax} \\ 0 \leq L_{Hj} \leq L_{Hmax} \end{aligned} \quad \text{и} \quad V_{Lkmin} \leq V_{Lkj} \leq V_{Lkmax} \quad (4.7)$$

Моделът позволява включването на стохастични ЕЦ (ВяЕЦ и ФВЕЦ) и представянето на всяка КЕЦ поотделно за оценка и промяна в приоритетния списък, по който се е извършвало поддръждането на агрегатите. Формулиран е в средата на *Matlab* със средствата на *Yalmip* и специално създаден за целта потребителски интерфейс за въвеждане параметрите на генераторите и извеждане на получените резултати.

Илюстрираните примери представят координираната работа на ТЕЦ и ПАВЕЦ при три сценария за произхода на възобновяемото производство: възобновяемо производство само от ВяЕЦ, възобновяемо производство само от ФВЕЦ и възобновяемо производство като комбинация от ФВЕЦ и ВяЕЦ. Извършва се оптимално планиране на съвместната работа на 6 КЕЦ при ограничения за натоварване по скорост и 2 ПАВЕЦ с общ горен резервоар. Съгласно (4.2) електроенергията, която трябва да бъде произведена от ТЕЦ и ПАВЕЦ, се формира като разлика между прогнозата за товара и прогнозата за производството от ВЕИ. В някои периоди, стойностите на *"резултантния товар"* са под минимално възможното сумарно производство от ТЕЦ и тогава ЕЕС не би могла да функционира без управляеми товари, тъй като не се допуска спиране на КЕЦ. Помпите работят и в други интервали за акумулиране на енергия за вечерните часове, когато системният товар е максимален. Това показва, че ПАВЕЦ играят роля за балансиране на товарите и мощността на агрегатите и за увеличаване на икономическата ефективност чрез намаляване разходите свързани с работата на ТЕЦ. Оптималната координирана работа на ТЕЦ и на ПАВЕЦ позволява работата на ТЕЦ при малки отклонения в работната мощност в два последователни интервала от време така, че товарът да се покрива във всички периоди при пълно усвояване на възобновяемата енергия, като ПАВЕЦ се явяват върхови генериращи източници в ЕЕС и управляеми товари.

Въвеждането на ценови показатели за функционирането на запасяващи източници е предпоставка за икономическа обективност на получаваните решения. Уравненията на водния баланс позволяват да се оценят природни дадености в периоди на пълноводие и суша, както и да се оценят количествено и ценово неоползотворените количества вода. Моделът е изграден на база стратегия за максимално оползотворяване на прогнозното производство от ВЕИ като средство за минимизация на общите оперативни производствени разходи и е в съответствие с екологичните норми и изисквания, тъй като се редуцират вредните емисии от термичните централи. Резултатите показват, че с използването на модела се постига равномерна работа на базовите топлинни източници чрез оптимално редуване и продължителност на помпени и генераторни периоди. Резултатите могат да се използват за оценка себестойността на търговската дейност и формиране на крайни потребителски цени. Реализираният модел може да бъде използван като основа за изграждане на модели за по-сложни ЕЕС.

Потребителският интерфейс предоставя възможност за оценка на различни сценарии. Резултатите показват, че запасяването на енергия за бъдещи периоди е рентабилно с оглед технологичните ограничения в работата на топлинните централи. Това обуславя ползата от разработване на модели за оптимални работни графици за съвместна работа на генериращи източници с различна структура и възможност за запасяване на излишната енергия. Тези модели са особено полезни в случаите на генериращи източници от ВЕИ, които имат случаен характер на произвежданата електрическа мощност (ВяЕЦ и ФВЕЦ) и големи амплитуди в работната мощност. В тези случаи, оптималната координирана работа на конвенционалните производствени и запасяващи източници дава възможност за увеличаване дела на възобновяемото производство, а чрез това и подобряване ефективността на базовите ЕЦ и намаляване на излъчваните от тях емисии.

ГЛАВА 5. МОДЕЛ ЗА ОПТИМАЛНО ИЗПОЛЗВАНЕ НА ОБРАТИМИТЕ АГРЕГАТИ В ЦЕНТРАЛИЗИРАН ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

При решаване на задачата за оптимално използване на обратимите агрегати във вертикално интегрирани електроенергийни системи (ЕЕС) класическата оптимизационна цел е минимизация на оперативните разходи. Тя се постига при изравняване на прирастните разходи на отделните производители, коригирани с прираста на загубите в мрежата.

При либерализиран централизиран електроенергиен пазар (пул или борса), разходните характеристики се заменят с предложени от производителите цени, които отразяват прирастните им разходи, в т.ч. очакваната от тях принадлежна стойност. Пазарната цена, по която всеки час производителят продава на борсата, може да бъде равна на неговото предложение (*pay as bid*) или равна на уравниелната цена (*pay at clearing price*), която се определя от цената на прирастния, последния агрегат при уравниването на търсенето и предлагането. Общественото благополучие при двата начина е еднакво, но се разпределя различно между производители и потребители.

По тази причина в този раздел се разглежда ЕЕС с централизиран пазар на електрическа енергия. За всеки единичен пазарен интервал (час) е налична прогноза на кривата на предлагане от производителите, която определя разходна характеристика на еквивалентна ЕЕС. Трябва да се определи оптималното ежемасово натоварване на обратимите агрегати като генератори и като товари, в рамките на техническите ограничения на разполагаемите запасяващи източници. Целта е минимизация на стойността на продадената на борсата електроенергия през съответния планов период, при отчитане техническите ограничения на агрегатите и на електроенергийната система (ЕЕС), което съответства на максимизиране на общественото благополучие.

Търсят се стойностите на работните мощности за всеки единичен пазарен интервал (час) на всеки отделен запасител (като генератор или като товар). Зададените стойности (параметри) са почасовите общосистемни товари и почасовите предложения за цена и мощност на всички производители в ЕЕС. За следващия ден се използват обявените (фактически предложени) цени-мощност, а за следващите седмици - прогнозни стойности. Подреждането на предложенията цена-мощност по възходяща стойност на цените представлява кривата на предлагане на електроенергия на борсовия пазар или с други думи - разходната характеристика (PX) на въображаемата еквивалентна (сумарна) електроцентраля. Това прави задачата динамична (решението за единичен интервал зависи от решението за всички интервали през плановия хоризонт).

За решаване на формулираната задача е разработен модел за динамично планиране използването на запасяващите източници при електроенергиен пазар на едро, основан на почасовите предложения за цена и мощност на всички производители и на прогнозираните общосистемни товарови графици за сезонни типови денонощия. Търсените запасена и произведена енергия за всеки единичен пазарен интервал през различните типови денонощия се представят от отделен набор променливи.

Таблица 5.1: Индексиране на типовите денонощия

Сезон/ вид денонощия	Работно денонощия - втори индекс 1	Почивно денонощия - втори индекс 2
Лято – първи индекс 1	11	12
Зима – първи индекс 2	21	22
Прех. сезон - първи индекс 3	31	32

Разработеният и описан модел позволява използване на единични интервали с различна продължителност d . Моделът е предназначен както за средносрочно (месечно, годишно), така и за краткосрочно (денонощно, седмично) планиране на използването на

запасяващите източници. Въпреки че изложението е насочено към запасяващи източници от ПАВЕЦ, то лесно може да бъде обобщено за произволни такива.

Запасената и произведена енергия през всеки единичен интервал j (час, няколко часа) на всяко типово денонощие се представят в модела чрез набор от три типа променливи, всяка от които се характеризира с двойка индекси (съответно за сезон и денонощие) и друг (отделен, втори) индекс за номер на единичен интервал през денонощието. Първият индекс в двойката показва сезона, към който се отнася съответното типово денонощие, а вторият - вида на денонощието (работно или почивно). В Таблица 5.1 съдържа обозначаването на типовите денонощия чрез съответните индекси. Използват се още: i - типово денонощие съгласно Таблица 5.1, l - индекс на участък от линейната апроксимация на разходна характеристика (РХ) на еквивалентната електроцентрала, D_{ij} - прогноза за товара в j от i , L_{ij} - брой на участъците l на линейната апроксимация на РХ за j от i , B_{ij} - разход (лв.), определящ стойността на електроенергията в разходната характеристика на еквивалентната електроцентрала за j за всяко i и b_{ij} - прираст на разхода (цена за енергия) за участък l на апроксимацията на РХ за j за всяко i , P_{lij} - мощност в участъка l на апроксимацията на РХ за j от i , P_{lij}^{\max} - максимална мощност в участъка l на апроксимацията на РХ за j от i и P_{ij} - произведена електроенергия през j от i и двоични променливи v_{ij} за работа на ПАВЕЦ в помпен режим ($v_{ij} = 1$ ако помпите работят в j на i).

Акумулираната електроенергия през j за всяко i за денонощия цикъл на запасяване се представя от $P_{a,ij}$, за седмичния цикъл на запасяване от $P_{aw,ij}$ и за годишния цикъл на запасяване от $P_{ay,ij}$. P_a^{\max} е технически допустима максимална стойност на електроенергията консумирана от помпите за единичен интервал. Цикъл на запасяване е времеви период, за който се изравнява зареждането и разреждането на запасителя. Произведената от акумулиращите източници електроенергия през j през съответното i за денонощия цикъл на запасяване се представя от $P_{Ga,ij}$, за седмичния цикъл от $P_{Gaw,ij}$ и за годишния цикъл от $P_{Gay,ij}$, а P_{Ga}^{\max} е технически допустимата максимална стойност на произведената от акумулиращите източници електроенергия за единичен интервал (определя се от инсталираната мощност на разглежданите ВЕЦ). η , η_w и η_y са съответно КПД на енергийното запасяване за денонощен, седмичен и годишен цикъл и са известни максимално допустими стойности на акумулираната енергия за денонощия цикъл (E_{\max}), за седмичния цикъл ($E_{W\max}$) и за годишния цикъл ($E_{Y\max}$). E_{\max} се определя от инсталираната помпена мощност и обемите на водохранилищата, например обем на горния и долния резервоар на ПАВЕЦ, обем на резервоар за сгъстен въздух (при запасяване на енергията чрез сгъстен въздух) или капацитет на батерии. $E_{W\max}$ се определя от инсталираната помпена мощност и обемите на водохранилищата, които не са ограничени в рамките на денонощното изравняване, а $E_{Y\max}$ се определя се от инсталираната помпена мощност и обемите на водохранилищата, които не са ограничени в рамките на денонощното, нито от седмично изравняване.

Целевата функция (5.1) представлява общите разходи за закупуване на енергия. В (5.1) 13,036 е броят на седмиците в един сезон, 5 са работните дни през седмицата, а 2 са почивните дни през седмицата. Използва се интервално-линейна нарастваща изпъкнала апроксимация на еквивалентната разходна характеристика (РХ на еквивалентната електроцентрала) на ЕЕС - B_{ij} (5.2)-(5.4). Формулират се балансови ограничения (5.5) за всяко j за всички i . (5.6)-(5.10) са балансови ограничения за трите цикъла на акумулиране.

$$\min_{P_{ij}} J = 13,036d \left(\begin{array}{l} 5 \sum_j B_{11j}(P_{11j}) + 2 \sum_j B_{12j}(P_{12j}) + 5 \sum_j B_{21j}(P_{21j}) + \\ + 2 \sum_j B_{22j}(P_{22j}) + 2 \left(5 \sum_j B_{31j}(P_{31j}) + 2 \sum_j B_{32j}(P_{32j}) \right) \end{array} \right) \quad (5.1)$$

$$P_{ij} = \sum_{l=1}^{L_{ij}} P_{lij} \text{ за всеки } j \text{ от } i \quad (5.2) \quad B_{ij} = \sum_{l=1}^{L_{ij}} b_{lj} P_{lij} \text{ за всеки } j \text{ от } i \quad (5.3)$$

$$0 \leq P_{lij} \leq P_{l,ij}^{\max} \text{ за всеки период } j \text{ и участък } l \text{ от типовото денонощие } i \quad (5.4)$$

$$D_{ij} + P_{a,ij} + P_{aw,ij} + P_{ay,ij} = P_{ij} + P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij} \text{ за всяко } i \text{ и } j \quad (5.5)$$

$$\eta \sum_j P_{a,ij} = \sum_j P_{Ga,ij} \text{ за всяко типово денонощие } i \quad (5.6)$$

$$2\eta_w \sum_j P_{aw12,j} = 5 \sum_j P_{Gaw11,j} \text{ за лято} \quad (5.7), \quad 2\eta_w \sum_j P_{aw22,j} = 5 \sum_j P_{Gaw21,j} \text{ за зима} \quad (5.8)$$

$$2\eta_w \sum_j P_{aw32,j} = 5 \sum_j P_{Gaw31,j} \quad (5.9) \text{ за преходния сезон и ограничение за годишния цикъл на}$$

$$\begin{aligned} \eta_y \left(10 \sum_j P_{ay31,j} + 4 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) = 5 \sum_j P_{Gay21,j} + \\ \text{акумулиране:} \quad + 2 \sum_j P_{Gay22,j} + 2 \left(5 \sum_j P_{Gay31,j} + 2 \sum_j P_{Gay32,j} \right) \end{aligned} \quad (5.10)$$

Ограничения за забрана на едновременна работа на помпени и производствени мощности на ПАВЕЦ (5.11)–(5.12) (за всяко i и j):

$$P_{a,ij} + P_{ay,ij} + P_{aw,ij} - v_{ij} P_a^{\max} \leq 0 \quad (5.11) \quad P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij} - (1 - v_{ij}) P_{Ga}^{\max} \leq 0 \quad (5.12)$$

Ограничения (5.13) и (5.14) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране през летния сезон, а също и през преходния сезон.

$$13,036 \left(5 \sum_j P_{ay31,j} + 2 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw12,j} + \sum_j P_{a12,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.13)$$

$$13,036 \left(5 \sum_j P_{ay31,j} + 2 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw12,j} + \sum_j P_{a11,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.14)$$

Ограничения (5.15) и (5.16) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране през преходните сезони и през лятото.

$$13,036 \left(10 \sum_j P_{ay31,j} + 4 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw32,j} + \sum_j P_{a32,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.15)$$

$$13,036 \left(10 \sum_j P_{ay31,j} + 4 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw32,j} + \sum_j P_{a31,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.16)$$

Ограничения (5.17) и (5.18) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране през зимата, когато и през лятото и през преходните периоди е била акумулирана мощност.

$$13,036 \left(10 \sum_j P_{ay31,j} + 4 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw22,j} + \sum_j P_{a21,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.17)$$

$$13,036 \left(10 \sum_j P_{ay31,j} + 4 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw22,j} + \sum_j P_{a22,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.18)$$

Ограничения (5.19) и (5.20) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране през зимния сезон, когато през летния сезон е имало акумулиране, а следващия (есенния) сезон е имало генериране.

$$13,036 \left(-\frac{1}{\eta_y} \left(10 \sum_j P_{Gay31,j} + 4 \sum_j P_{Gay32,j} \right) + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw22,j} + \sum_j P_{a21,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.19)$$

$$13,036 \left(-\frac{1}{\eta_y} \left(10 \sum_j P_{Gay31,j} + 4 \sum_j P_{Gay32,j} \right) + 5 \sum_j P_{ay11,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} \right) + 2 \sum_j P_{aw22,j} + \sum_j P_{a22,j} \leq E_{Y \max} / d \quad (5.20)$$

Ограничения (5.21) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране в денонощния цикъл.

$$\sum_j P_{a,ij} + \sum_j P_{aw,ij} + \sum_j P_{ay,ij} \leq E_{\max} / d \quad \text{за всяко } i \quad (5.21)$$

Ограничения (5.22) ÷ (5.27) осигуряват ненадвишаване на възможния обем при акумулиране в седмичния цикъл.

$$\sum_j P_{a11,j} + 2 \sum_j P_{aw12,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.22)$$

$$\sum_j P_{a12,j} + 2 \sum_j P_{aw12,j} + 2 \sum_j P_{ay12,j} + 5 \sum_j P_{ay11,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.23)$$

$$\sum_j P_{a21,j} + 2 \sum_j P_{aw22,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.24) \quad \sum_j P_{a22,j} + 2 \sum_j P_{aw22,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.25)$$

$$\sum_j P_{a31,j} + 2 \sum_j P_{aw32,j} + 2 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay31,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.26)$$

$$\sum_j P_{a32,j} + 2 \sum_j P_{aw32,j} + 2 \sum_j P_{ay32,j} + 5 \sum_j P_{ay31,j} \leq E_{W \max} / d \quad (5.27)$$

Границите на променливите са както следва:

$$P_{lij} \leq P_{lij}^{\max}, \quad P_{ij} \geq 0, \quad v_{ij} = \{0,1\} \quad (5.28)$$

$$P_{a,ij} \geq 0, \quad P_{aw,ij} \geq 0, \quad P_{ay,ij} \geq 0 \quad \text{и} \quad P_{Ga,ij} \geq 0, \quad P_{Gaw,ij} \geq 0, \quad P_{Gay,ij} \geq 0 \quad (5.29)$$

В седмичния цикъл не може да се акумулира през работни дни и не може да се генерира през почивни дни, т.е. границите за съответните променливи и (5.29) приемат вида: $P_{aw11,j} = 0$, $P_{aw21,j} = 0$, $P_{aw31,j} = 0$ и $P_{Gaw12,j} = 0$, $P_{Gaw22,j} = 0$, $P_{Gaw32,j} = 0$ (5.30)

Аналогично, за годишния цикъл, не може да се акумулира през зимния сезон и не може да се генерира през летния сезон и така границите за съответните променливи и (5.29) приемат вида: $P_{ay22,j} = 0$ и $P_{ay21,j} = 0$ и $P_{Gay12,j} = 0$ и $P_{Gay11,j} = 0$ (5.31)

Моделът (5.1) – (5.31) е смесено целочислен и линеен. При продължителност на единичния интервал от $d = 1$ час, за 24-часови графици, 6 типови денонощия и 7 интервала на РХ, броят на променливите е 2 160. От тях 144 са двоични. Ограниченията от тип равенство са 442 на брой, а ограниченията от тип неравенство са 308. При 4-интервален товаров график ($d = 6$ часа) и при 6 типови денонощия и 7 интервала на РХ броят на променливите се редуцира до 360, като само 24 от тях са двоични, ограниченията от тип равенство са 58, а тези от тип неравенство 68.

Резултатите показват, че за моделираната ЕЕС се реализира ефективно произвеждане през преходните сезони чрез ресурс запасяван през летния сезон. Продължителността на единичния интервал не оказва влияние върху структурата на решението тъй като циклите и при едната и при другата продължителност са еднакви. Използването, обаче, на по-кратка продължителност (1 час), дава възможност за по-точно моделиране на товарите

графици и по-голяма комбинативност между запасяване и произвеждане, в резултат на което ефектът на оптимизацията нараства значително.

Примерът обхваща осреднените товари и условия за шест типови денонощия (по две за летен, зимен и преходен сезони). Илюстрират се два вида представяне на денонощните товарови графици: 24-часов график ($d=1$ час) и еквивалентен 4-интервален график с продължителност на единичния интервал $d=6$ часа. Използвани са технически характеристики на акумулиращи източници и на цялата ЕЕС, които са близки до тези на българските. За опростяване не се отчитат деформациите от задължителното изкупуване на електроенергия по преференциални цени при съставяне на кривата на предлагане на електроенергия.

Моделът служи за получаване на оптимални графици за използване на запасяващите източници при приемане на денонощен, седмичен и годишен цикли на запасяване и производство и може да се използва като инструмент за планиране работата на ЕЕС. Освен на собственици или оператори на запасяващи източници, работещи в условията на електроенергиен пазар, той може да служи като отделен модул в състава на програмна система за планиране производството и ангажирането на агрегатите в ЕЕС с функциониращ пулов или борсов пазар, както и във вертикално интегрирани ЕЕС. Моделът може да бъде използван и като модул в състава на програма за оптимално развитие на ЕЕС при определяне на оптималния ежегоден ефект от изграждане на запасяващи източници в ЕЕС.

ГЛАВА 6. АНАЛИЗ НА ЧУВСТВИТЕЛНОСТТА КАТО ПОДХОД ЗА ПРЕОЦЕНКА КАПАЦИТЕТА НА ОБРАТИМ АГРЕГАТ

Обратимите агрегати почиват на различни физически принципи, което предопределя различни технологични и икономически характеристики и конкурентност. Изборът на определен вид и оптимален размер на обратим агрегат е специализирана задача. Под *размер* се разбира както мощността на запасителя в двата режима (акумулиране/производство), така и продължителността на използване на тези мощности. Задачата се състои в определяне на мощността и енергийния потенциал (*капацитет*) на обратимия агрегат. При обратимите водни агрегати енергийният потенциал се лимитира от по-малкия обем на един от двата резервоара (горен или долен).

Определянето на мощността и потенциала за обратимо запасяване/производство е задача на развитието, тъй като се предопределя от размера на началните инвестиции и в много по-малка степен от оперативните разходи. Подобно на всеки инвестиционен проект, сумата от относително постоянните и от променливите разходи трябва да се изплати в приемлив срок чрез ползата от запасителя (разликата между разходи за закупена енергия и приходи от продадена енергия). За тази цел съществуват и се прилагат добре развити финасово-икономически модели.

Дори при най-достоверното прогнозиране на оперативните условия и оптимално оразмеряване на запасителя и предвид дългия живот на обратимите агрегати, проектните условия се променят. При всички разновидности в определен момент възниква въпрос за ново оразмеряване, както на запасяващата и производствена мощност, така и на капацитета. В Глава 6 е показан модел на процес за предпроектна оценка на очакването от ново оразмеряване на обратим агрегат. Той се основава на дуалността на смесено целочислено линейните модели. В литературата се посочват основно два подхода за изследване на чувствителност - *пряк* и *аналитичен*. Прекият подход се прилага при задачи с малка размерност, които се решават бързо и лесно. Той се състои в променяне на съответните входни данни/параметри в модела и от получените решения на задачата се правят преки анализи и изводи. Аналитичният подход предполага използването на аналитични зависимости и методи за изследване предпоставките на самата задача, чрез

които се правят съответните изводи за границите на изменение на параметрите, в които полученото решение остава оптимално. Анализът на чувствителността чрез аналитичен подход при линейните непрекъснати задачи се базира на дуалността на линейния модел и множителите на Лагранж като дуални променливи. Тази тема е разгледана подробно в Глава 9.

Всяко моделиране и изследване отговаря на конкретни цели и изисквания. В конкретния случай за преценка на размера на обратим агрегат, главните въпроси са:

1. Как ще се промени оптималното решение при намаляване или увеличаване на резултантния системен товар в рамките на -5% до $+5\%$?

2. Как ще се промени оптималното решение при намаляване или увеличаване на цените на електроенергията за изпомпване или за производство в рамките на $\pm 5\%$?

3. Как ще се промени оптималното решение и стойността на целевата функция (минимум стойност на произведената енергия от еквивалентната централа) при увеличаване или намаляване на мощността на обратимия агрегат и на разполагаемите водни обеми?

Пълният отговор на тези въпроси изисква сложен модел, отчитащ взаимното влияние между размер и инвестиционни разходи. В търсене на предварителен, насочващ отговор, се допуска неизменност на инвестиционните разходи и анализ само на влиянието на цените на електроенергията и товарите в малка област, близка до съществуващите параметри на задачата за оптимална работа на обратимите агрегати.

При такива допускания отговорът на първите два въпроса може да се даде чрез прекия подход за анализ (решаване на задачата, например при стъпална промяна с 1% на товара или на цените). Отговорът на третия въпрос се получава имплицитно при всяко решаване на задачата с променени входни данни.

С резултатите от изчисляването се съставя матрица за вземане на решение, чрез която в крайна сметка да се избере едно от следните възможните действия: **A1** - да не се правят инвестиции за по-нататъшни изследвания и проекти за промяна на съществуващите агрегати или резервоари, **A2** - да се вложат средства за изследване и проектиране за увеличаване на мощността или **A3** - да се вложат средства за изследване и проектиране за увеличаване на обемите.

Матрицата за вземане на решение може да съдържа неопределености или вероятности, които да я превърнат в нова самостоятелна задача, например за съставяне на Марковски процес за вземане на решение при неопределеност. По-прагматичен подход в случая би бил конструиране на класическа задача на динамичното програмиране при ограничени ресурси, при която на всяка итерация се извършва класическа оптимизация в съответните граници на допустимите ресурси.

Представените разсъждения показват, че няма еднозначен път за достигане до отговора на въпроса за достатъчността на запасяващите мощности и обеми и към кой параметър оптималното решение е най-чувствително.

За да се намери приемлив път са изследвани няколко модификации на модели за оптимизация на съществуващите запасяващи и генериращи източници за определяне на оптималните размери на необходимите обратими агрегати и свързаните с тях обеми при изменение на цените и товарите. В модела описан в Глава 5 параметрите E_{Day} , E_{Week} , E_{Year} , P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} се разглеждат не като константи, а като оптимизационни променливи.

При това възникват няколко усложнения. Директното въвеждане на P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} като променливи в ограниченията (5.11) - (5.12) въвежда нелинейност от вида "произведение на непрекъсната и двоична променлива" в модела. Моделът може да бъде линеаризиран чрез въвеждане на допълнителни променливи.

При приемане на означения $P_a^{\max} \rightarrow P_P$ и $P_{Ga}^{\max} \rightarrow P_G$, за ограниченията, в които има произведение $P_P v_{ij}$ се въвеждат двоични променливи $w_{ij} = P_P v_{ij}$. Така ограниченията придобиват вида: $P_{a,ij} + P_{aw,ij} + P_{ay,ij} - v_{ij} P_P \leq 0$ или $P_{a,ij} + P_{aw,ij} + P_{ay,ij} - w_{ij} \leq 0$ (6.1)

като се добавят:

$$w_{ij} \geq v_{ij} P_a^{\min}, \quad w_{ij} \leq v_{ij} P_a^{\max}, \quad P_P^{\min}(1-v_{ij}) \leq P_P - v_{ij}, \quad P_P - v_{ij} \leq P_P^{\max}(1-v_{ij}) \quad (6.2)$$

Съответно за ограниченията, които съдържат произведението $P_G v_{ij}$ се въвеждат двоични променливи $u_{ij} = P_G v_{ij}$. Така ограниченията $P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij} - (1-v_{ij}) P_G \leq 0$ придобиват вида: $P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij} - P_G + u_{ij} \leq 0$ (6.3) и се добавят:

$$P_G^{\min} v_{ij} \leq u_{ij}, \quad u_{ij} \leq P_G^{\max} v_{ij}, \quad P_G^{\min}(1-v_{ij}) \leq P_G - u_{ij}, \quad P_G - u_{ij} \leq P_G^{\max}(1-v_{ij}) \quad (6.4)$$

Така за всички ограничения от (5.16) до (5.27) се въвеждат допълнително общо два набора $2ij$ двоични променливи и по четири допълнителни ограничения от тип неравенство. За да се избегне такова изкуствено на увеличаване броя на променливите и ограниченията може да се предприеме алтернативен евристичен и интуитивен подход при отчитане на текущите инсталирани мощности.

Необходимите помпени и генериращи мощности P_P и P_G се определят от най-големите измежду сумите на достигнатите стойности на променливите за мощностите на запасяване и произвеждане през отделните цикли:

$$\text{За } P_P: \max \{P_{a,ij} + P_{aw,ij} + P_{ay,ij}\} \quad (6.5) \quad \text{и за } P_G: \max \{P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij}\} \quad (6.6)$$

В изразите (6.5) и (6.6) участват променливи и за трите различни цикъла на акумулиране/генериране. Определянето на двойките (i,j) , които определят оптималните стойности на P_P и P_G може да се извърши чрез анализ на оптималното решение на задачата от Глава 5 при отпускане на горните граници за променливите. Тази постановка на разсъжденията се моделира чрез въвеждане на две групи ограничения от тип неравенство, съответстващи на двете променливи:

$$\text{За } P_P: P_{a,ij} + P_{aw,ij} + P_{ay,ij} \leq P_P + P_P^{\text{installed}} \quad (6.7) \quad \text{и за } P_G: P_{Ga,ij} + P_{Gaw,ij} + P_{Gay,ij} \leq P_G + P_G^{\text{installed}} \quad (6.8)$$

В последните два изрази, с $P_P^{\text{installed}}$ и $P_G^{\text{installed}}$ са означени наличните към момента помпени и генериращи мощности (началните условия), а оптимизируемите P_P и P_G представят "подобрението" на съществуващото положение. Ако в модела P_P и P_G са неотрицателни оптимизационни променливи и в оптималното решение стойностите им са 0 това означава, че инсталираните помпени и генериращи мощности са достатъчни.

В ограниченията за неедновременната работа на помпените и генериращи мощности (5.16) - (5.27), ненулевите горни граници P_a^{\max} и P_{Ga}^{\max} , вместо заложените в числовия пример към модела от Глава 5 се избират с много по-големи стойности: от най-голямата стойност на товара през единичен интервал измежду всички типови денонощия:

$$P_a^{\max} = \max_{ij} D_{ij} \quad \text{и} \quad P_{Ga}^{\max} = \max_{ij} D_{ij}.$$

Резюмирайки казаното за анализиране чувствителността на решенията и използване на анализа като подход за преценка размера на обратим агрегат, могат да се формулират следните стъпки:

1. Параметрите P_a^{\max} , P_{Ga}^{\max} , E_{Day} , E_{Week} и E_{Year} от константи стават променливи, означени съответно с P_P и P_G , E_{Day} , E_{Week} и E_{Year} . Те представят измененията спрямо съществуващите изградени мощности;

2. Отчитат се съществуващите инсталирани мощности и обеми чрез $P_P^{installed}$, $P_G^{installed}$, $E_{Day}^{installed}$, $E_{Week}^{installed}$ и $E_{Year}^{installed}$;

3. Променят се горните граници за новите променливи: $P_P \leq \max_{ij} D_{ij}$,

$$P_G \leq \max_{ij} D_{ij} \text{ и } E_{Day} \leq \max_i \left\{ \sum_j D_{ij} \right\}, E_{Week} \leq \max_{k=1,2,3} \left\{ \sum_j (2D_{k1j} + 5D_{k2j}) \right\}$$

$$E_{Year} \leq 13,036 \left(\sum_{k=1,2} \sum_j (2D_{k1j} + 5D_{k2j}) + 2 \left(\sum_j (2D_{31j} + 5D_{32j}) \right) \right)$$

4. Въвеждат се двете групи допълнителни ограничения (6.7) и (6.8) за всеки интервал j и типове денонощии i .

За проверка и илюстрация на изложените теоретични съображения са направени изчисления върху представения в Глава 5 модел с изменения на входните данни за 4-интервалните товарови графици. Стойностите на търсените мощности и обеми в това изследване са неограничени отгоре. Целта на това отпускане е да се оцени максимално възможното намаляване на целевата функция, което да се постигне чрез увеличаване на мощността на агрегатите и обеми на резервоарите, което впоследствие да се оценява като инвестиционен проблем. В сравнение с примера в Глава 5 стойността на целевата функция е намалена от 1 718 912 676 лв. на 1 637 109 430 лв. Разликата от 81 803 247 лв. се дължи на увеличението на генераторната мощност с 24 MW, на помпената с 862 MW, на запасяването в денонощните резервоари с 20 297 MWh, на седмичните резервоари със 167 792 MWh и на годишните с 2 634 737 MWh. Решението показва, че на практика генераторните мощности от ПАВЕЦ са оптимални. Ако се говори за увеличаване на акумулиращите обеми, то трябва да се осигури и голямо нарастване (двукратно) на инсталираните помпени мощности. Решаването на тази задача изисква точен икономически модел на инвестициите в конкретни обекти. Годишната икономия от циклите запасяване-производство е от порядъка на 4,5%. Изграждането на запасяващи системи (водохранилища с обем над 15 пъти надхвърлящ този на сега съществуващите запасяващи резервоари) ще изисква годишно увеличение на разходите в ЕЕС от порядъка на десетократно по-висок процент – загуби от над половин милиард лв. Очевидно е, че няма смисъл от значителните усилия да се търсят специални подходящи места за запасители (водохранилища) и да се оценяват необходимите инвестиции за тяхното изграждане. Освен разходите за изграждане на запасяващи обеми и съоръжения, не са отразени и някои реални проектни условия. Например фактът, че тунелите между язовирите използвани за запасяване, намаляват коефициента на полезно действие. За практическо оценяване ефективността трябва да бъде определена реално. Моделът може да преизчисли оптималните резултати при всяка зададена стойност на КПД. Този модел в съчетание с оценки на инвестиционните разходи за запасяващи съоръжения дава възможност за технико-икономически анализи на целесъобразността от използването им при конкретните условия на различни ЕЕС.

ГЛАВА 7. МОДЕЛ ЗА ОПТИМАЛНО РАЗПРЕДЕЛЯНЕ НА ОБЕМИТЕ ЗА ЗАПАСЯВАНЕ НА ВОДА

Наличният обем вода във всеки енергиен язовир има своя функция на изменение във времето, която може да отразява измерени, статистически осреднявани или прогнозирани стойности. Планът за използване на разполагаемите обеми включва и част от обема, която е предназначена/запазена за запасяване на вода от обратимите агрегати. В моделите, разглеждани в Глави 5 и 6, запазените (резервираните) за запасяване обеми бяха разграничени за денонощния цикъл, за седмичен цикъл и за годишен цикъл. Поради

стохастичния характер на притоците и разходите в практиката такова разграничаване има условен смисъл и се подценява, но в действителност разграничаването на запазените обеми според нуждите от запасяване или произвеждане има голям икономически смисъл, който е изложен в тази глава.

За изясняване на зависимостите на резервираните обеми от характеристиките на ЕЕС в тази глава се приема, че резервираните (максимално допустимите) обеми за запасяване се разграничават по типово денонощие (за дневния цикъл) и сезон (за седмичния). Въвеждат се променливи за необходимите за дневния цикъл обеми $E_{Day,i}$ през различните типови денонощия (i е съгласно Таблица 5.1) и обеми за седмичния цикъл $E_{Week,k}$, където индексът k представя различните сезони: $k=1$ за летен сезон, $k=2$ за зимен сезон и $k=3$ за преходен сезон. Въвеждат се и означения за максимално допустимите стойности на променливите за обемите в трите цикъла както следва: $E_{Day,i} \leq E_{Day}^{Max}$, $E_{Week,k} \leq E_{Week}^{Max}$, $E_{Year} \leq E_{Year}^{Max}$

Така десните страни на ограниченията (5.21) на максимално допустимия обем при запасяване в денонощния цикъл и ограниченията (5.22)-(5.27), относно максимално допустимия обем за запасяване в седмичния цикъл се променят съобразно новите дефиниции и означения.

Приложени към модела от Глава 5 променените ограничения изменят решението на задачата. Резултатите от оптималното решение за запасявани и генерирани мощности и реално използвани обеми за всяко типово денонощие и всеки сезон с данните и резултатите от примера към Глава 5 при използване на 24-часови графици за товара през типовите денонощия показват, че:

1. При приетото разграничаване на обемите за запасяване определените оптимални мощности за запасяване са 779 MW (при разполагаеми 917 MW), а оптималните генериращи мощности са 769 MW (при налични общо 1 399 MW), което означава, че запасяващите и генериращите мощности са достатъчни за оптимално използване на запазените обеми.

2. Най-голям обем за денонощно изравняване е необходим през почивните дни на летния сезон, но дори тогава се използва около 89 % от запазените, който е 7 000 MWh.

3. Най-голям обем за седмично изравняване е необходим през летния сезон, когато се използват 71% от наличния обем, който е 19 800 MWh.

4. Единственият обем, който се използва напълно е годишният (150 000 MWh).

Тези наблюдения показват още, че:

1. Инсталираните мощности са повече от необходимите според зададените обеми или има излишък на мощност за запасяване и за производство;

2. Останалите неоползотворени дневни и седмични обеми могат да бъдат прехвърлени към годишния.

Ако се определят неоползотворените обеми съответно от дневния и седмичния цикъл, то те могат да бъдат добавени съответно към седмичния и годишен обем. Остатъкният (неоползотворен) дневен обем за всички сезони се определя като най-малката измежду разликите $E_{Day}^{Max} - E_{Day,i}$, т.е. $E_{Day}^{Surplus} = \min_i \{E_{Day}^{Max} - E_{Day,i}\}$ (7.1)

Този остатъчен дневен обем се прехвърля към седмичния чрез простите граници за седмичния обем: $E_{Week,k} \leq E_{Week}^{Max} + E_{Day}^{Surplus}$ (7.2)

Въвежда се остатъчен (неоползотворен) седмичен обем, измежду всички сезони, който последващо се добавя към горната граница на годишния обем:

$$E_{Week}^{Surplus} = \min_k \{E_{Week}^{Max} - E_{Week,k}\} \text{ и } E_{Year} \leq E_{Year}^{Max} + E_{Week}^{Surplus} \quad (7.3)$$

Ограничение от типа „минимум“ въвежда нелинейност в модела. За да остане моделът линеен се въвеждат два набора двоични променливи съответно шест за шестте типови денонощия и три за трите сезона и се въвеждат допълнителни зависимости:

$$\begin{aligned}
 E_{Day}^{Surplus} &\leq E_{Day}^{Max} - E_{Day,i} & E_{Week}^{Surplus} &\leq E_{Week}^{Max} - E_{Week,k} \\
 E_{Day}^{Surplus} &\geq E_{Day}^{Max} w_i - E_{Day,i} & E_{Week}^{Surplus} &\geq E_{Week}^{Max} u_k - E_{Week,k} \\
 \sum_i w_i &= 1, w_i \in \{0,1\} & \sum_i u_k &= 1, u_k \in \{0,1\}
 \end{aligned} \tag{7.4}$$

При прехвърляне на част от неоползотворения обем от дневните цикли към седмичния и неоползотворения седмичен обем към годишния (общо 7 964 MW), стойността на целевата функция се подобрява с 676 915 лв.

ГЛАВА 8. МОДЕЛ ЗА ИНВЕСТИЦИОНЕН ПЛАН НА ОБРАТИМ АГРЕГАТ ЧРЕЗ ДИНАМИЧНО ПРОГРАМИРАНЕ

Разнообразието на обратими агрегати е илюстрирано в литературния обзор. Класическите водозапасаващи агрегати изпитват силната конкуренция на инсталации със съгъстен въздух и различни видове съвременни батерии. Изборът на определен вид обратим агрегат с оптимален размер е специализирана задача. Повишеният интерес към децентрализирани агрегати за производство и запасаване на електроенергия увеличава сложността на тази задача и значението на оптималното планиране на инвестиционния процес.

Проектирането, финасирането, строителството, монтажа и въвеждането в работа на големите водни електроцентрали и язовири отнема няколко, понякога повече от десет, години. През това време няма възвращаемост на вложените финансови средства. От друга страна, по-малки агрегати и особено акумулиращи батерии, могат да се инсталират и да започват работа за доста по-кратки периоди. Те започват да възстановяват вложените средства непосредствено през същата или през следващата година. Така протича процесът и при съоръжения, изградени от отделни модули, всеки от които може да функционира самостоятелно. Инвестиционният процес следва предопределеностите на избрания тип и размер агрегат.

Решаването на задачата за инвестиционно планиране на ново строителство или на модернизиране или на разширение на генериращи и запасаващи източници може да се реализира чрез модел на динамичното програмиране (ДП), в който отделните подзадачи представляват отделните етапи / периоди в общия инвестиционен срок. Обикновено стъпката на ДП при тези задачи е една година.

Подобно на класическите модели разработването и прилагането на модел за инвестиционен план преминава през четири фази:

Фаза I: Анализ на съществуващата инфраструктура, анализ на възможните варианти за нейното развитие, формулиране на ограничения и условия към инвестиционния план, в т.ч. продължителност на инвестирането, например $N = 10$ години, продължителност на единичния интервал, напр. 1 година, начални условия за първия период, общ и поетапен инвестиционен фонд и пр;

Фаза II: Формулиране на модела за планиране на инвестициите и неговата симулация (програмиране, инсталиране, удостоверяване и използване);

Фаза III: Прилагане на решенията и анализ на резултатите.

Фаза IV: Текущо коригиране на модела и инвестиционния процес.

Докато при задачите за опериране на ЕЕС класическата целева функция е минимизация на оперативни разходи, то при инвестиционния процес целевата функция става комбинирана или сложна. Особено през време на етапите с едновременно

инвестиране и опериране на нововъведени агрегати или отделни модули. При някои модели инвестиционният критерий остава извън целевата функция, като се включва по подходящ начин в ограниченията.

След формулирането на условията и определяне на общия инвестиционен фонд и продължителността на проекта предстои частична оптимизационна задача за определяне на бюджета за инвестиции през всеки единичен етап Inv_{Stage}^{Max} .

При уголемяване на един съществуващ запасител са възможни следните алтернативи: A_1 - изграждане на допълнителни помпени агрегати/батерии с цена C_{Pp} в лв. за MW, A_2 - изграждане на допълнителни генериращи агрегати/батерии с цена C_{Pg} в лв. за MW и/или A_3, A_4, A_5 - изграждане на допълнителни обеми, съответно зарядни станции с цени $C_{Eday}, C_{Eweek}, C_{Eyear}$ в лв. за MWh. Тогава разпределението на инвестициите за всеки един етап $s = 1:N$ измежду условно петте алтернативи трябва да удовлетворява условието:

$$C_{Pp}P_{P,s} + C_{Pg}P_{G,s} + C_{Eday}E_{Day,s} + C_{Eweek}E_{Week,s} + C_{Eyear}E_{Year,s} \leq Inv_{Stage}^{Max} \quad (8.1)$$

Резултатите за оптималните стойности на оптимизируемите обеми и мощности стават начални условия за следващия етап:

$$P_{P,s}^{installed} = P_{P,s-1}, P_{G,s}^{installed} = P_{G,s-1} \text{ и } E_{Day,s}^{installed} = E_{Day,s-1}, E_{Week,s}^{installed} = E_{Week,s-1}, E_{Year,s}^{installed} = E_{Year,s-1} \quad (8.2)$$

Възможностите за изграждане за целия период N са ограничени отгоре: $P_{P,N}^{Max}, P_{G,N}^{Max}, E_{Day,N}^{Max}, E_{Week,N}^{Max}$ и $E_{Year,N}^{Max}$. Това означава, че за целия период на планиране важат следните ограничения:

$$\begin{aligned} P_{P,s}^{installed} + P_{P,s} &\leq P_{P,N}^{Max} & E_{Day,s}^{installed} + E_{Day,s} &\leq E_{Day,N}^{Max}, E_{Week,s}^{installed} + E_{Week,s} &\leq E_{Week,N}^{Max}, \\ P_{G,s}^{installed} + P_{G,s} &\leq P_{G,N}^{Max} & E_{Year,s}^{installed} + E_{Year,s} &\leq E_{Year,N}^{Max} \end{aligned} \quad (8.3)$$

На всеки етап $s = 1:N$ се решава модификация на задачата от Глава 5:

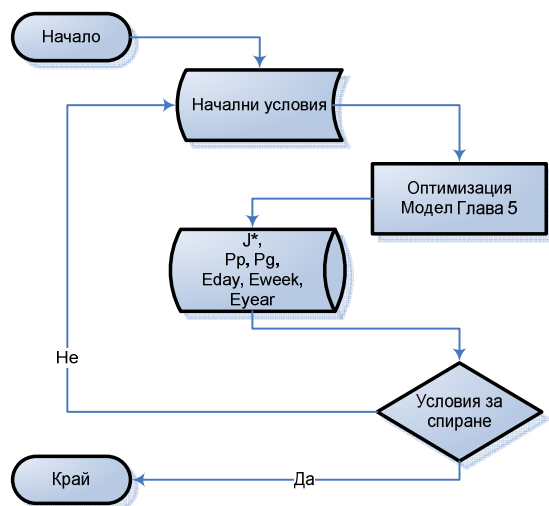
- $P_a^{max}, P_{Ga}^{max}, E_{max}, E_{Wmax}$ и E_{Ymax} от константи стават оптимизационни променливи съответно $P_{P,s}, P_{G,s}, E_{Day,s}, E_{Week,s}$ и $E_{Year,s}$;
- Въвеждат се свързващи ограничения за стойностите на оптимизируемите обеми и мощности и променливите за запасяване и произвеждане (6.7) и (6.10);
- Въвежда се условието за оптималното разпределение на инвестицията измежду възможните алтернативи (8.1), като допълнително ограничение в модела, а не в целевата функция (5.1).
- Модифицират се горните граници на променливите за отчитане на съществуващите и изградени на предходни етапи обеми и мощности: $P_{P,s}^{installed}, P_{G,s}^{installed}, E_{Day,s}^{installed}, E_{Week,s}^{installed}$ и $E_{Year,s}^{installed}$ (8.2);
- Въвеждат се ограничения за максимално допустимите за целия период на планиране стойности на оптимизируемите променливи (8.3)

Оптималните стойности за променливите $P_{P,s}, P_{G,s}, E_{Day,s}, E_{Week,s}$ и $E_{Year,s}$ на всеки етап $s = 1:N$ се прехвърлят като начални условия в следващия етап $s+1$ чрез (8.2).

Оптимизирането спира при изпълнение на някое от *Условията за спиране*:

- Стойността на целевата функция J_s^{Opt} определена съгласно (5.1) на текущия етап $s = 1:N$ не е по-добра от стойността на предходната итерация J_{s-1}^{Opt} , т.е. $J_s^{Opt} = J_{s-1}^{Opt}$
- Достигнат е крайният етап, т.е. $s=N$
- Достигнати са максимално допустимите стойности за променливите:

$$\begin{aligned} P_{P,s}^{installed} + P_{P,s} &= P_{P,N}^{Max} & E_{Day,s}^{installed} + E_{Day,s} &= E_{Day,N}^{Max}, E_{Week,s}^{installed} + E_{Week,s} &= E_{Week,N}^{Max}, \\ P_{G,s}^{installed} + P_{G,s} &= P_{G,N}^{Max} & E_{Year,s}^{installed} + E_{Year,s} &= E_{Year,N}^{Max} \end{aligned}$$



Фигура 8.1: Алгоритъм на ДП

Изложен е разработен модел на инвестиционен план на обратим агрегат чрез динамичното програмиране. Показани са резултати от числов пример, който е илюстративен и няма конкретно предназначение поради неконкретността на планирания за изграждане запасител и примерните цени. Универсалността на модела го прави приложим при различни видове обратими агрегати с различни мощности и капацитети, с различни срокове за инвестиране и възстановяване на средствата. Моделът се конкретизира и специализира според мащабността на инвестиционния фонд, вида на избрания запасител и особеностите на съответната ЕЕС.

ГЛАВА 9. АНАЛИЗ НА ОПТИМАЛНИТЕ РЕШЕНИЯ

В ЕЕС анализите на оптималните решения са изключително важни и непрестанни процеси, чрез които се разкриват възможности за подобряване функционирането на моделираната система както и оценка на рисковете от неточни прогнози. Тези анализи са инструмент за коригиране управлението на ЕЕС и подобряване на ефективността ѝ. Значимостта на анализите на получените решения ги превръща в самостоятелен научен предмет, който изучава подходите, методите и инструментариума за осъществяване на анализа. Тази глава представя стремежа за принос в областта на анализа на оптималните решения въз основа на описаните по-горе модели. За планиране режима на ЕЕС по активна мощност се решават две големи групи задачи, включващи във формулировката си целочислени променливи. Това са задачите за определяне състава на генериращите агрегати (*оптимално ангажиране, unit commitment*) и задачите за координирана работа между конвенционални електроцентрали, стохастични източници и обратими агрегати като ПАВЕЦ и др.

Икономическият анализ на планираните режими на работа е част от дейностите по управление на ЕЕС. Обикновено този анализ се извършва върху икономически модели с целева функция, комбинирана от оптимизационната цел и ограничителните условия чрез множители на Лагранж λ . Дуалните променливи, съответстващи на ограниченията от тип неравенство в първоначалната задача, са неотрицателни ($\lambda \geq 0$). а на ограниченията от тип равенство съответстват неограничени по знак дуални променливи. Ограниченията с ненулеви множители са *активни*, а тези с нулеви - *неактивни*. Всяка промяна в десните страни на активните ограничения води до промяна в ЦФ.

Икономическият смисъл на λ е „*прирастната цена на ограничението*“ или „*цена в сянка*“. Тя изразява промяната в стойността на ЦФ (наричана полза/печалба в задача за максимум) при отпускане (релаксацията) на дадено ограничение и λ са дуални променливи. При построяване на дуалната задача, на всяко ограничение в първоначалната задача съответства дуална променлива и обратно, на всяка променлива в правата задача съответства ограничение в дуалната задача. Дуалната теория, обаче, не се произнася по отношение на ограниченията за допустимите стойности на целочислените променливи. Тези стойности формират дискретни множества и тогава функциите, в които тези променливи участват, съществуват само и единствено в тези точки. При опит за директно построяване на дуалната задача, оптималните решения на двете формулировки ще са равни само в краен брой случаи, в които оптималното целочислено решение е много близо

или равно на непрекъснатото. Този факт налага при търсенето на дуална формулировка при наличието на целочислени променливи да се търсят методи за моделиране и отразяване на тези "неявни" ограничения.

При аналитичните подходи за анализ на чувствителността на задачи на ЛП могат да се прилагат следствията на дуалната теория. Но дуалността в ЛП не може да се приложи директно към смесено-целочислената линейна задача и затова се търси комбиниран подход. Такъв анализ се извършва индиректно, по предложен подход, като конкретен смисъл на всяко ограничение в задачата и неговата дуална променлива се разглеждат подробно в Глава 9.

Първоначалната задача е задача на СЦЛП. За анализ се конструира нова задача ("*задача за анализ*"), в която в модела на първоначалната задача, целите променливи се фиксират като параметри с получените оптимални стойности. "*Задачата за анализ*" съдържа само непрекъснати променливи, непрекъснати и диференцируеми функции и за нея може да се конструира еквивалентна дуална задача, чрез която да се изследва чувствителността по отношение промени в десните страни на ограниченията и коефициентите в целевата функция на първоначалното оптимално решение на смесената целочислена задача.

Чрез итеративна процедура се извършва пълен анализ на чувствителността по отношение промени в десните страни на балансните ограничения подобно на предлагания в дуалната теория подход. За тези ограничения се извеждат всички интервали на изменение на десните им страни със съпътстващите ги прирасти на разхода при двете възможни формулировки на проблема, а именно когато се допуска промяна в състава и когато в рамките на един интервал не се допуска пускане и спиране на производствени мощности. Показва се връзката между коефициентите в ЦФ и прираста на разхода както и условията, при които се променя решението на задачата на СЦЛП. Анализират се в детайли ресурсните ограничения и влиянието на промяната на някои характеристики върху анализираните решения. Този подход за разширен анализ е илюстриран върху две задачи: оптимално ангажиране и оптимална координирана работа на акумулиращи и генериращи източници.

Подходът за анализ на чувствителността при фиксиране на целите променливи в достигнатите им оптимални стойности дава възможност да се анализира конкретно оптимално решение, т.е. конкретен оптимален график на работа. Ограниченията с ненулеви дуални множители са активни и каквато и да било промяна в десните им страни води до промяна в сумарните разходи. Всички балансни ограничения са активни и чувствителността по отношение промени в десните им страни е анализ на риска от отклонения в прогнозираните стойности на товара както и цената на тези отклонения.

Максимално и минимално възможните стойности на товарите определят интервалите в които задачата има допустими решения. В разглеждания модел за микромрежа, в който моделираният обект е присъединен към главната мрежа, стойностите на товара при които първоначалната задача няма да има решение се определят от мощността на присъединяване, от максимално възможното производство от собствените агрегати и максимално допустимите стойности на товарите (управляеми и неуправляеми).

В модела за оптимално ангажиране, граничните стойности на интервалите за изменение на десните страни на балансните ограничения дават стойностите на товара, при които не се променят стойностите на целочислените променливи в оптималния базис и тези, за които първоначалната задача няма допустими решения. Анализът дава възможност за количествени оценки на к.п.д. и ефективността на управляемите товари, както и връзките между оптимизационните променливи и границите им на изменение.

Подобен анализ следва да бъде в основата на проектирането на автономни мрежи (островни) или определяне на условията за паралелно опериране и отделяне на една микромрежа от главната.

ПРИНОСИ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Научни приноси

1. Предложени са класификация на управляемите товари в ЕЕС (Глава 2) и линейни математически зависимости за моделиране работата им. В съответствие с възможните технологични режими определени от вида на потребителя, товарите са класифицирани като управляеми по време и/или по ниво, съответно с прекъсваем или непрекъсваем работен цикъл. Предложените математически зависимости отразяват поведението и възможностите за управление на различните товари от предложената класификация.

2. Предложен е подход за разширен анализ на чувствителността на решенията при смесено-целочислени линейни задачи. Той е подробно илюстриран върху две от решаваните в дисертацията задачи от областта на електроенергетиката. Резултатите от анализа показват висока степен на приложимост и при задачите за оперативна оптимизация и при тези за оптимизация на развитието на ЕЕС.

Научно-приложни приноси

1. Разработен е смесено-целочислен линейен математически модел за оптимална работа на микромрежа, който служи за определяне на оптимален план за баланс на активната мощност при зададена структура на разходите.

2. Разработен е оптимизационен смесено-целочислен линейен модел за оценка и анализ на работата на микромрежа като доставчик на балансиращи услуги с нелинейна структура на разходите.

3. Разработен е обобщен оптимизационен модел за краткосрочна оптимизация на координираната работа между топлинни и водни електроцентрали в каскадна свързаност при различен произход на възобновяемото неуправляемо производство.

4. Представен е оптимизационен модел за средносрочна оптимизация на работата на обратими агрегати при централизиран пазар съобразно търсенето на електрическа енергия в различните денонощия и сезони. Редуциране размерността на модела се постига чрез еквивалентни описания и допустими обобщения.

5. Предложени са подходи за допълнително подобряване на резултатите от средносрочната оптимизация работата на ЕЕС чрез преразпределение на неоползотворени обеми и модел на динамичното програмиране за изграждане на инвестиционен план за развитие на акумулиращите мощности в ЕЕС.

Приложни приноси

1. Създадени са приложения в *Matlab*, чрез използване на *LPSolve* и *Yalmip* и за решаване на оптимизационните задачи, за които в дисертацията са разработени математически модели. Тези приложения, поотделно и като съвкупност, дават възможност на собственици и оператори на различни по състав и мащаб електроенергийни системи и на микромрежи да решават важни за тях задачи, свързани с оперативна оптимизация или с оптимизация на развитието. За някои модели са разработени потребителски интерфейси.

2. Разработените модели и приложенията за решаването им имат пряка приложимост в преподавателската дейност при обучението на студентите и докторантите в ТУ-София по дисциплините „Изследване на операциите“, „Режими на електроенергийните системи“ и „Развитие на електроенергийните системи“.

СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. Трашлиева В., Пулева Т., Модели за оптимално управление на административни процеси, Международна конференция "Автоматика и информатика" 2011, 03-07 Октомври 2011 г., София, International Conference Automatica and Informatics'11 Proceedings, John Atanasoff Society of Automatica and Informatics Proceedings ISSN 1313-1850, стр. В-263-В-266.
- 2.* Trashlieva V., Stoilov D., Andonov D., Optimal Daily Power Scheduling for the Microgrid of an Administrative Complex, Colloque Francophone sur l'Energie - Environnement - Economie et Thermodynamique 2012 (COFRET 2012), 11-13 June 2012, Sozopol, Bulgaria, Proceedings of the Conference COFRET 2012, ISBN 978-619-460-008-3, p.445-450.
- 3.** Trashlieva V., Puleva T., Optimal Control for Daily Scheduling of Combined Turbo and Hydro Power Generation, Международна конференция "Автоматика и информатика" 2012, 03-07 Октомври 2012 г., София, International Conference Automatica and Informatics'12 Proceedings, John Atanasoff Society of Automatica and Informatics, Proceedings CD: ISSN 1313-1869, стр. 132-135.
4. Trashlieva V., Optimal Control for Daily Scheduling of Combined Wind and Hydro Power Generation, 4th International Conference on Control and Optimization with Industrial Applications 2013 (COIA 2013), July, 2013, Borovets, Bulgaria (extended abstract).
5. Стоилов Д., Трашлиева В., Модел за оптимално използване на обратимите агрегати в електроенергийни системи, Част I: Математическо описание, VII Конференция на Електротехнически Факултет "ЕФ 2015", 19-21 Септември, Созопол, България, Годишник на Технически университет - София, Том 66, книга 1, 2016, ISSN 1311-0829, стр. 171-179.
6. Трашлиева В., Стоилов Д., Модел за оптимално използване на обратимите агрегати в електроенергийни системи, Част II: Алгоритъм за решение, примерни резултати и анализ, VII Конференция на Електротехнически Факултет "ЕФ 2015", 19-21 Септември, Созопол, България, Годишник на Технически университет - София, Том 66, книга 1, 2016, ISSN 1311-0829, стр. 181-190.
- 7.*** Trashlieva V., Mathematical and Economic Extrapolations on the Model for Optimal Microgrid Operation and Its Solution, 15-th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA) 2017, 1-3 June 2017, Sofia, Bulgaria, ELMA 2017 Proceedings, ISBN 978-1-5090-6690-2, IEEE Catalog Number CFP17L07-PRT, pp. 252-257.
8. Трашлиева В., Анализ на краткосрочна оптимизация на режима по активна мощност чрез множители на Лагранж, Международна Конференция на Автоматика'2017, ФА, 2-4 Юни, Созопол, България, Годишник на Технически университет - София, Том 67, книга 2, 2017, ISSN 1311-0829, стр. 327-336.

* Цитирана в Stanev R., A new Dynamic Market Scheme for Real Time Electricity Market, VIII Научна Конференция ЕФ 2016, Варна 12 - 15 Септември 2016 г.

** Цитирана в Rajesh S., Deepesh S., Wind Generation Scheduling Using Pump Storage Unit Optimized by BFO, IUP Journal of Electrical & Electronics Engineering . Oct 2015, Vol. 8 Issue 4, pp. 25-37, 13 pages

*** Реферирана в Scopus

SUMMARY

MODELS OF OPTIMAL ENERGY RESOURCES MANAGEMENT

MSc eng. Vesselina Trashlieva

This PhD thesis presents the formulation of mathematical models used to solve optimization problems in Electric Power Systems (EPS) for optimal electric power production planning under specific constraints and different horizons. The thesis describes the formulation of a variety of models for active power balance planning and optimization that are solved with different optimization techniques such as linear programming, mixed-integer programming, dynamic programming and etc. A specific approach to sensitivity analysis to these problems is adopted in the last chapter.

The thesis begins with an overview where different elements of the EPS are presented as subjects of modeling. Then the most complex EPS optimization problem is described that is namely the active power balance planning problem as well as the huge variety of methods and approaches to its solution. Changes in the EPS structure and organization lead to modifications of the classical formulation. Part of them is chosen as a specific subject in the thesis. These are the electric power industry liberalization, the increase in electric power production from stochastic renewables as the latter pose new challenges in active power balance when ecology and security is concerned, the penetration of microgrids and smart grids as the basis concept for the future of distributed power generation and control and all this in a situation when primal power resources as coal, fuel and especially water are limited.

The first chapter develops a MILP problem for optimal operation of a microgrid aiming to maximize its own profit thus the microgrid is considered as an additional load from the main grid's perspective. The second chapter introduces a distinct classification of controllable loads as a perspective activity in smart grids development. Four groups of dispatchable over time loads are settled according controllable power consumption and the type of the work cycle (whether it might be interrupted or not). A respective approach for loads operation linear modeling is presented. Chapter 3 treats the microgrid's operator as an independent agent and presents a model for optimal microgrid operation as a balance services provider. The regulations of the main grid are introduced via nonlinear structured penalties and the model can be applied for joint optimization of the microgrid and the main grid under distinct contract conditions.

Chapter 4 presents a model for optimal pump-hydro and thermal coordination and the possibility for further renewable production increase thus improving the base power plants efficiency as well as their negative ecological impact. A short-term strategy for cascade connected reservoirs (dams) is chosen. Chapter 5 presents an innovative medium term management strategy for hydro-power production in an EPS with a functioning pool or a stock market, as well as vertically integrated EPS. This is the optimization model for optimal utilization of reversible power plants in a centralized electricity market. It adopts the presentation of all days in a year with six load forecasts and three different accumulation cycles (daily, weekly and annual) for the use of stockpiles in storage and production. Chapters 6 and 7 propose methods for further improvement of the results from Chapter 5 aiming to give a reasonable answer to the question what are the optimal pump/generation and accumulation capacities for the three accumulation cycles. While the analysis and the approaches for the latter problem do not involve pricing, the dynamic programming model for investment policy presented in Chapter 8 does include improvement costs thus allowing for a flexible approach to the EPS development problem.

The last chapter proposes a method for results analysis in EPS optimization problems that include integer variables. Such detailed analysis allows for risk assessment and evaluation of the load forecasts shifting and shows a distinct relation between certain model parameters and cost function coefficients. Further work will focus on mixed-integer sensitivity analysis as well as equivalent model building for other EPS optimization problems.