

ԱՍԻՆՔՐՈՆ ԸՆԹԱՑՔԻ ՌԵԺԻՄԱՅԻՆ ՊԱՐԱՄԵՏՐԵՐԻ ՓՈՓՈԽՈՒԹՅՈՒՆԸ
 Է. Սարգսյան, Գ. Ավետիսյան

Ասինքրոն ընթացքը գեներացիայի աղբյուրների կայունացված զուգահեռ աշխատանքի խախտման արդյունք է:

Մեկ կամ մի խումբ գեներատորների ասինքրոն ընթացք նշանակում է երկու էլ.2.ու.երի միջև անկյան անսահմանափակ մեծացում, որտեղ էլ.2.ու.երը պտտվում են մեկը մյուսի նկատմամբ:

Ասինքրոն ընթացքի միջոցների հայտնաբերման համակարգման նպատակով կատարվում է էլեկտրահաղորդման ռեժիմային պարամետրերի փոփոխական վերլուծություն:

Ասինքրոն ընթացքի ժամանակ փոփոխվում են հետևյալ էլեկտրահաղորդման պարամետրերը.

U_α - կապի գծի ցանկացած կետում եղած լարում;

I - կապի գծով հոսող հոսանք;

$Z_{բա}$ - դիմադրության ռելեի սեղմակների վրա գտնվող դիմադրությունն է, որը տեղադրված է կապի գծի ցանկացած կետում (α)

$Y_{շբա}$ - կապի գծի ցանկացած կետում լարման և հոսանքի միջև եղած անկյունն է;

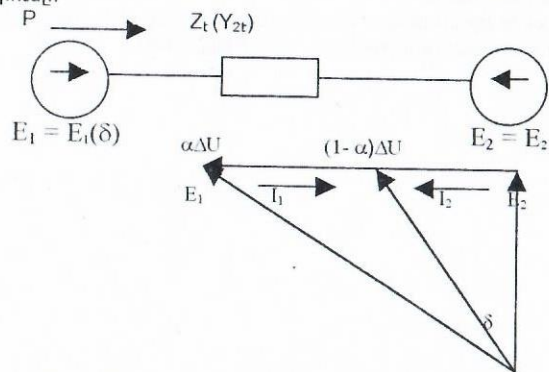
P_α - ակտիվ հզորությունն է կապի գծի ցանկացած կետում;

Q_α - ռեակտիվ հզորությունն է կապի գծի ցանկացած կետում;

$S_{\alpha 1 \alpha 2} - \alpha_1$ կետում լարման վեկտորի սահքն է α_2 կետում եղած լարման վեկտորի նկատմամբ:

Բոլոր հաշվարկները և վերլուծությունը կատարվում են հոսանքի և լարման գործող արժեքների նկատմամբ:

Դիտարկենք ռեժիմային պարամետրերից որևէ մեկի փոփոխությունը ասինքրոն ընթացքի ժամանակ: Տվյալ դեպքում դիտարկում ենք կապի գծի ցանկացած կետում եղած լարումը:



Նկարում պատկերված են երկմեքենայական էլեկտրահաղորդման սխեմայի փոխարինման սխեման և նրա վեկտորական դիագրամը

Լարման վեկտորի մեծությունն ու ֆազան E_1 և E_2 վեկտորների ֆունկցիաներում և գծի ցանկացած կետում կարող է որոշվել միայն անալիտիկորեն:

Լուծելով համապատասխան եռանկյունի կարելի է ստանալ հարաբերություններ, որոնք բնութագրում են U_α վեկտորը.

$$E_1 = E_1 \cdot e^{j\delta}; \quad \dot{E}_2 = E_2; \quad E_1/E_2 = k$$

$$\dot{E}_1 = k \cdot E_2 \cdot e^{j\delta} \quad U_\alpha = U_\alpha \cdot e^{j\delta_{1-\alpha}}$$

$$U_\alpha = E_2 \sqrt{\alpha^2 + (1-\alpha)^2 k^2 + 2\alpha(1-\alpha)k \cos \delta} \cdot e^{j\delta_{1-\alpha}}$$

Նկարից կարելի է գրել.

$$\frac{E_2}{E_1} = \cos \delta; \quad \frac{\Delta U}{E_1} = \sin \delta; \quad \frac{E_2}{U_\alpha} = \cos \delta_{1-\alpha};$$

$$\frac{E_1 \cos \delta}{E_2} = 1; \quad k \cos \delta = 1; \quad \frac{\Delta U}{E_2} = \frac{E_1 \sin \delta}{E_2}; \quad \frac{(1-\alpha)\Delta U}{U_\alpha} = \sin \delta_{1-\alpha}$$

$$\begin{cases} \Delta U^2 + E_2^2 = E_1^2 \\ (1-\alpha)^2 \Delta U^2 + E_2^2 = U_\alpha^2 \end{cases} \quad \begin{cases} \Delta U^2 = E_1^2 - E_2^2 \\ (1-\alpha)^2 (E_1^2 - E_2^2) + E_2^2 = U_\alpha^2 \end{cases}$$

$$U_\alpha^2 = E_2^2 \left[1 + (1-\alpha) \left(\frac{E_1^2}{E_2^2} - 1 \right) \right]$$

$$\begin{aligned} U_\alpha^2 &= E_2^2 \left[1 + (1-\alpha)(k^2 - 1) \right] = E_2^2 \left[1 + (k^2 + 1)(1 - 2\alpha + \alpha^2) \right] = \\ &= E_2^2 \left[1 - k^2 - 2\alpha k^2 + \alpha^2 k^2 - 1 + 2\alpha - \alpha^2 \right] = E_2^2 \left[\alpha^2 - \alpha^2 + \right. \\ &+ k^2 - 2\alpha k^2 + \alpha^2 k^2 + 2\alpha - \alpha^2 \left. \right] = E_2^2 \left[\alpha^2 + (1-\alpha)^2 k^2 + 2\alpha \right] - \\ &- 2\alpha^2 \left. \right] = E_2^2 \left[\alpha^2 + (1-\alpha)^2 k^2 + 2\alpha(1-\alpha) \right] = E_2^2 \left[\alpha^2 + (1-\alpha)^2 \times \right. \\ &\left. \times k^2 + 2\alpha(1-\alpha)k \cos \delta \right] \end{aligned}$$

$$U_\alpha = E_2 \sqrt{\alpha^2 + (1-\alpha)^2 k^2 + 2\alpha(1-\alpha) \cdot k \cdot \cos \delta}$$

Այսպիսով ստացանք, որ ասինքրոն ընթացքի ժամանակ փոփոխվում է կապի գծի ցանկացած կետում (α) եղած լարումը (U_α):

Գրականություն.

1. Портной М. Г. Управление энергосистем ами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия 1979г.
2. Разработка требований к устройствам противоаварийной автоматики при нарушении устойчивости для отдельных узлов энергосистемы. /Отчет института энергетики.
3. Отчет "Энергосетьпроект" по АПАХ . 1979.

ԱՍԻՆՔՐՈՆ ԸՆԹԱՑՔԻ ԱԿՏՈՍԱՏ ԸՆԴՀԱՏՄԱՆ ԴՐՎԱԾՔՆԵՐԻ ՈՐՈՇՈՒՄԸ
 ՉԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՅԱՄԱԿԱՐԳՈՒՄ

Է. Սարգսյան, Գ. Ավետիսյան

Ներկա ժամակներում ասինքրոն ընթացքի հայտնաբերման համար օգտագործում են չորս միջոցներ: Մենք կուսումնասիրենք միայն հետևյալ եղանակը ասինքրոն ընթացքի հայտնաբերումը լարման և հոսանքի միջև ֆազային հարաբերության օգտագործումով:

Որպես թողարկիչ օրգան օգտագործվում է հոսանքի ռելե: Սակայն անհրաժեշտության դեպքում նշված օրգանը կարող է փոխարինվել դիմադրության և լարման ռելեներով: Որպես բացահայտման օրգան օգտագործվում է հզորության ուղղվածության ռելե:

Ասինքրոն ընթացքի ավտոմատ ընդհատման սարքավորումները հնարավորություն են տալիս որոշել սահքի նշանը (E₁ վեկտորի արագացումը կամ արգելակումը) և տալ ասինքրոն ընթացքի երկրորդ և երրորդ ցիկլի վերջում համապատասխան անջատիչների անջատման իմպուլս:

Ասինքրոն ընթացքի ավտոմատ ընդհատման սարքավորումները հանդիսանում են հակավթարային ավտոմատիկայի մասը և լվերացնում են ասինքրոն ընթացքը էէ՜-ում:

Կատարվել են ասինքրոն ընթացքի փորձարկումներ Յայկական էէ՜-ում PE3YOC-2 ծրագրի օգնությամբ: Այս արդյունքների հիման վրա կատարվել է ասինքրոն ընթացքի ավտոմատ ընդհատման հիմնական և պահուստային սարքավորումների դրվածքների որոշումը "Գուգարք-1,2" և "ՅՊՇԵԿ-1,2" բարձր լարման գծերի համար: Ընտրված են հոսանքի, լարման տրանսֆորմատորներ և համապատասխանող ռելեներ (հոսանքի, լարման, դիմադրության):

Յայկական էէ՜-երի մի մասը, որի մեջ ընդգրկված են "Գուգարք-1,2" և "ՅՊՇԵԿ-1,2" բարձր լարման գծերի ասինքրոն ընթացքի ավտոմատ ընդհատման հիմնական և պահուստային սարքավորումների դրվածքների կոմպլեկտները, ներկայացված են նկար 1-ում:

Այստեղ

APC -արագության ավտոմատ կարգավորիչը;

OAIB -միաֆազ ավտոմատ կրկնակի միացում;

CAOH -բեռնվածության անջատման հատուկ ավտոմատիկա;

A3I -գեներատորների բեռնավորման ավտոմատիկա;

δ -էլ.շ.ու-երի միջև եղած անկյունն է:

1 և 2 աղյուսակներում բերված են հիմնական սկզբունքային և հաշվարկային պարամետրերը վերոնշված գծերի համար

Աղյուսակ 1

PLQ	I	B ₀	I _c	I _{c3}	Z _{c3}	U _{c3}	K _к
Գուգարք-1,2	50		1593	1155	99	110	2
ՅՊՇԵԿ-1,2	12	6.3x10 ⁻⁴	93.2	2145	99	110	2

Աղյուսակ 2

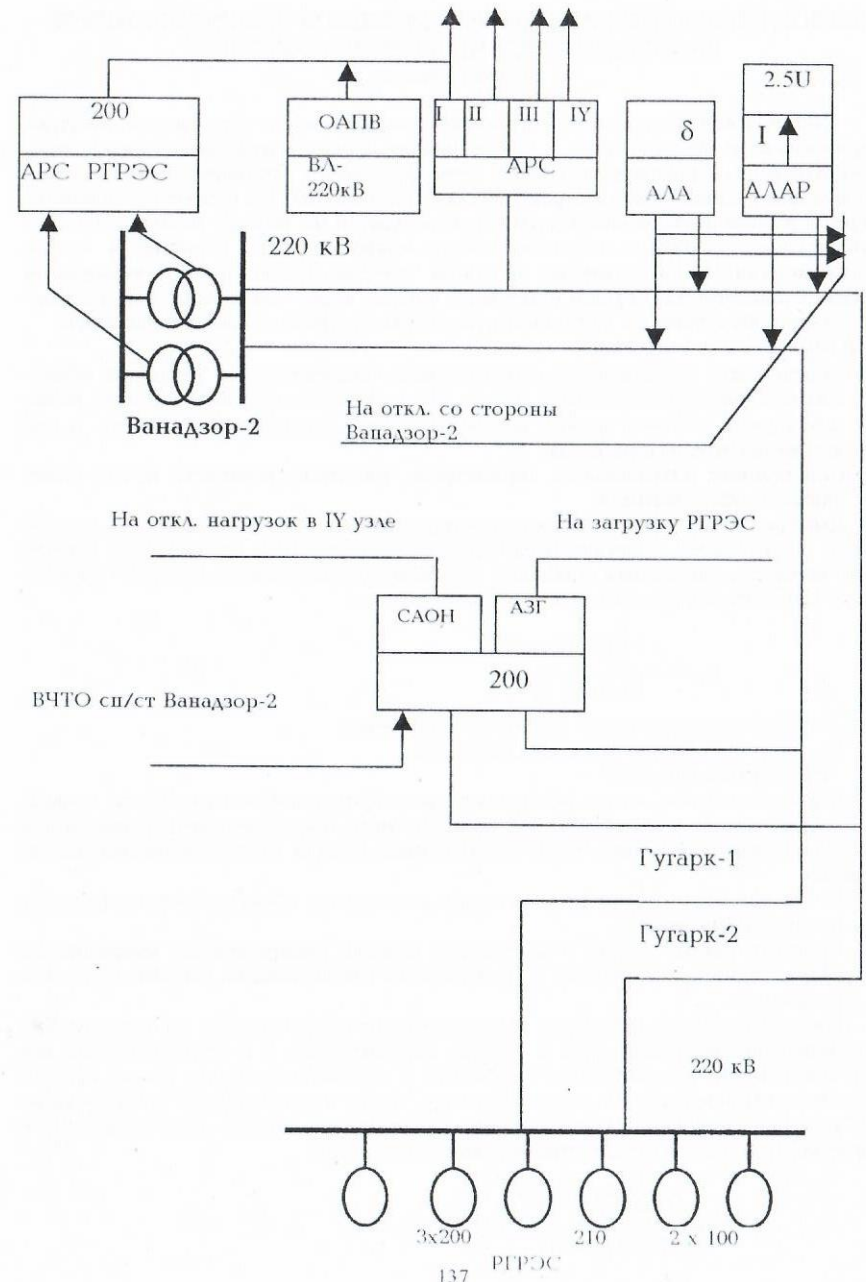
PLQ	I ₀₋₁₅₀	U ₀₋₁₅₀	Յիմնական և պահուստային սարքավորումներ								
			I _{с3}	Z _{с3}	U _{с3}	I _{с3г}	Z _{с3г}	U _{с3г}	I _{с3ч}	Z _{с3ч}	U _{с3ч}
Գուգարք-1,2	15000	80	3821	82	100	1500	120	90	3821	82	100
ՅՊՇԵԿ-1,2	20000	95	2586	80	100	2000	120	90	2586	80	100

Աղյուսակ 3-ում բերված են ընտրված տրանսֆորմատորների և ռելեների տիպերը.

Աղյուսակ 3

PLQ	Տրանսֆորմատոր		Ռելե		
	հոսանք	լարում	հոսանք	լարում	դիմ-յուն
Գուգարք-1,2	TΦHΔ-220-3T	HKΦ-220	ЭТ-522	ЭН-526/60	KPC-112
ՅՊՇԵԿ-1,2	TΦHΔ-220-1Y	HKΦ-220	ЭТ-522	ЭН-526/60	KPC-112

Այսպիսով, Յայկական էէ՜-ի PLQ-երի համար կատարվել է ասինքրոն ընթացքի ավտոմատ ընդհատման հիմնական և պահուստային սարքավորումների դրվածքների ընտրումը:



ВЫБОР СТРАТЕГИИ ЗАМЕНЫ УСТАРЕВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ АРМЕНИИ

Т. Гуни, Р. Закарян

Статья посвящена анализу целесообразности замены устаревшего электроэнергетического оборудования с точки зрения влияния этой замены на потери электроэнергии в распределительных сетях Армении, с применением классических методов теории замен и стратегического управления. На основе проведенных расчетов и развернутого анализа даны рекомендации по выбору параметров заменяющегося оборудования, обеспечивающих минимум затрат и минимум потерь электроэнергии. Используемые в статье методы стратегического управления являются практически первым опытом по выбору стратегии замены электроэнергетического оборудования в условиях существующих финансовых ограничений.

Цели исследования следующие:

- Определение оптимального срока службы подвергнутого старению оборудования распределительных сетей, после которого его эксплуатация нецелесообразна с точки зрения возрастания эксплуатационных затрат, а также увеличение потерь в них.
- Определение оптимальных параметров (сечение, мощность и т.д.) заменяющего оборудования.

Для сравнения эффективности альтернативных стратегий замен в данной работе используется величина всех будущих расходов (K_n), приведенная к текущему моменту, связанных с каждой отдельной стратегией по которой оборудование заменяется через каждые n периоды равная

$$K_n = \frac{A + \sum_{i=1}^n [C_i / (1+r)^{i-1}]}{1 - [1/(1+r)]^n} \quad (1)$$

где A – начальная стоимость нового оборудования;

C_i – величина затрат в данном периоде;

r – учетный процент.

В нашем случае, когда эксплуатируемое оборудование заменяется новым, необходимо знать значение K_n для каждого типа оборудования и предсказать расходы, связанные с ним. Что и было сделано, исходя из следующих предположений:

1. В течение всего срока эксплуатации расходы на оборудование возрастают по линейному закону.
2. Скорость роста затрат определяется кривой распределения аварийности оборудования, полученной по результатам эксплуатации данного вида оборудования.

Рассматриваются варианты замены старого оборудования на новое либо с прежними параметрами, либо с новыми параметрами. В последнем случае может иметь место существенное изменение в ценовой стратегии замен, связанной с изменением сетевых потерь. Для того чтобы учесть эффект влияния замены электротехнического оборудования на величину потерь электроэнергии в формулу (1) вводится стоимостный показатель потерь

$$K_n = \frac{A + \sum_{i=1}^n [C_i / (1+r)^{i-1}]}{1 - [1/(1+r)]^n} + \sum_{i=1}^n \Delta W * T_i \quad (2)$$

Где ΔW – потери электроэнергии в данном оборудовании;

T – тариф на электроэнергию.

Если новое оборудование по отношению к приведенным затратам оказалось более экономичным, это еще не значит, что необходима немедленная замена. Замена оборудования не должна производиться до тех пор, пока затраты старого оборудования за один период не достигнут средневзвешенных затрат, связанных с внедрением нового оборудования.

Иными словами, эксплуатация старого оборудования обеспечивает минимум затрат до тех пор, пока расходы в следующем периоде не превысят величины $(1-X)^n K_n$ (что представляет собой средневзвешенные затраты, связанные с эксплуатацией оборудования, при условии, что замена осуществляется один раз за n периодов).

Таким образом, получено выражение для определения целесообразности замены старого оборудования на новое с учетом влияния такой замены на снижение сетевых потерь, при изменении типа заменяемого оборудования.

Предложенная методика может быть использована при принятии решений по выбору стратегии замены оборудования распределительных сетей, подверженных старению, в условиях существующих финансовых ограничений.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ ПЛАВИЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ

В. Атоян, П. Манукян

Контактная плавильная печь предназначена для плавки небольших количеств металлов вплоть до 1600 °С. Плавка производится в графитовом тигле, через который пропускается ток величиной до 600÷700 А. Подвод тока осуществляется от понижающего трансформатора с помощью контактного устройства, состоящего из подводящих шин, электродержателей и графитовых электродов.

Треющая мощность выделяется в прикортактном слое между электродами и тиглем, а также в самом тигле в виде Джоулева тепла. Значительный по величине ток вызывает существенные потери во всей электрической цепи, трансформаторе, болтовых соединениях, шинопроводах, электродержателях и электродах. Кроме того, имеют место значительные потери тепла через теплоизоляцию камеры, а также от электродов в окружающую среду.

Энергетическая характеристика печи, т.е. соотношение между полезным теплом, передаваемым плавильному тиглю, и потерями, определяет эксплуатационные параметры печи: скорость нагрева, коэффициент полезного действия, экономичность.

Между тем, как определение полезного тепла, так и электрических и тепловых потерь связаны со значительными трудностями, осложненными нестационарностью процесса и большими скоростями нагрева. Существенно затрудняет исследование отсутствие в литературе достоверных характеристик графита в широком диапазоне температур: удельного электрического сопротивления, теплоемкости и теплопроводности.

В представленной работе приведены расчетные сопротивления по потерям мощности в электрической цепи, результаты исследований по тепловыделению в прикортактном слое, а также электрический баланс и значение коэффициента полезного действия. Результаты работы представляют интерес как с точки зрения методики расчета контактных тигельных печей, так и с точки зрения методики их экспериментального исследования, что сделано впервые.

Высокочастотные плавильные печи получили широкое распространение при плавке цветных и драгоценных металлов. В последние годы для питания таких печей применяют исключительно тиристорные преобразователи. Работа такого преобразователя на индукционную плавильную единицу отличается рядом особенностей: изменение во времени параметров загрузки, связанных с изменением ее температуры; низкий коэффициент мощности, требующий компенсации значительных реактивных мощностей; необходимость согласования параметров нагрузки с параметрами преобразователя; резко искаженные формы кривых тока и напряжения на выходе преобразователя и в отдельных его элементах; большие скорости нагрева, т.е. нестационарность процесса и др.

Указанные обстоятельства делают чрезвычайно трудным анализ энергетических соотношений в установках подобного типа, ввиду чего зачастую коэффициент полезного действия оказывается недопустимо малым.

В представленной работе сделана попытка анализа составляющих потерь как электрических в элементах преобразователя и индукторе, так и тепловых в плавильном посту. Приводятся расчетные соотношения, а также результаты экспериментальных исследований, что позволяет уточнить методы расчетов, осуществить мероприятия по значительному сокращению как тепловых, так и электрических потерь, производить оптимизацию элементов установки.

К ВЫБОРУ РАЦИОНАЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

М. Хостикян, Г. Карамян, Г. Хостикян

Экономичность и надежность системы электроснабжения предприятий во многом зависит от правильного выбора конфигурации распределительных сетей 6-10 кВ. Теория и практика проектирования и эксплуатации распределительных сетей 6-10 кВ, являющихся промежуточным звеном между главной понизительной подстанцией /ТПП/ или распределительным пунктом /РП/ и цеховыми или городскими трансформаторными подстанциями /ТП/ показали нецелесообразность применения радиальных схем питания ТП. Поэтому все большее применение получают магистральные и кольцевые /разомкнутые/ схемы питания ТП, которые обеспечивают значительную экономию за счет сокращения общей протяженности кабельных линий и количества дорогостоящей коммутационной аппаратуры устанавливаемой на отходящих на распределительных устройствах ТПП и РП.

Достижимая при этом экономия повышается с увеличением количества ТП, подключенных на одну магистраль, но ограничивается различными техническими факторами.

Очевидно, что к этим факторам относятся мощность и степень загрузки трансформаторов, пропускная способность кабельных линий, уровень токов короткого замыкания /КЗ/ для обеспечения чувствительности релейной защиты, величина допустимых потерь напряжения и т. д.

Чем меньше мощность трансформаторов, тем большее их количество можно присоединить к одной магистрали. С увеличением пропускной мощности магистральные кабельные линии загружаются токовая защита, устанавливаемая на головном участке магистрали, что может понизить чувствительность при КЗ в конце зоны защиты, т.к. максимальный рабочий ток в начале линии может стать соизмеримым с минимальным током КЗ.

В настоящее время в литературе приводятся противоречивые данные о коли-

честве трансформаторов подключаемых к одной магистрали, от двух до шести с суммарной мощностью до 4000 кВА.

С другой стороны экономичность кабельных магистральных сетей 6-10 кВ во многом зависит от выбора оптимальной конфигурации сетей, правильной разбивки трансформаторов, имеющих ТП между отдельными магистралями.

Настоящий доклад посвящен решению вопроса оптимального построения рациональных промышленных магистральных сетей 6-10 кВ, включающих в себя, в частности, две задачи.

1. Выбор оптимального количества ответвлений / трансформаторов / на одну магистральную линию.

2. Выбор оптимальной трассы магистральных сетей и разбивку трансформаторов между несколькими магистралями.

Результаты исследований привели к следующим выводам.

- На конкретную величину мощности подключению к магистрали существенно влияют схемы внешнего электроснабжения, степень резервирования, самозапуск электродвигателей и другие факторы.

- При построении современных распределительных сетей с высоким уровнем токов КЗ мощность магистральной линии можно увеличить до 8000 кВА с подключением до 8-10 трансформаторов, применяя при необходимости двоянные кабельные линии в начальных участках магистрали.

- Экономическое значение загрузки трансформаторов зависит от стоимости ТП и необходимо выбрать по возможности близким к 1.

- При определении конфигурации сетей необходимо исходить из минимума суммарной длины, разбивая ТП между магистралями так, чтобы расстояния между ответвлениями были минимальными.

ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ՑԱՆՑԵՐԻ ՕՊՏԻՄԱԼ ԶԱՐԳԱՑՄԱՆ ՎԵՐԱԲԵՐՅԱԼ

Ս. Խոստիկյան, Վ. Բալարբեկյան

Էլեկտրական ցանցը զարգացող օբյեկտ է, որի ցուցանիշները պարբերաբար փոխվում են կառուցվում են նոր էլեկտրակայաններ, էլեկտրահաղորդման գծեր, վերակառուցվում են գործող ենթակայաններ և գծեր, որոնց մի մասն անցնում են ավելի բարձր լարման և այլն: Ցանցերի ցուցանիշների փոփոխումն առաջ բերող պատճառները հանդիսանում են սպառիչների բեռների աճը, էլեկտրացանցային տնտեսության մաշված ու հնացած սարքավորումների փոխարինման անհրաժեշտությունը նորերով և այլն:

Էլեկտրական ցանցերի զարգացման ընթացքը անմիջապես դեկավարվում է այդ ցանցերի նախագծմամբ և շահագործմամբ զբաղվող ճարտարատազետատեխնիկական անձնակազմի կողմից հաշվի առնելով փաստացի պայմանները, որոնք արտակարգ բազմաձև են: Հաճախ լուծումները բավականին պարզ են և որոշումները ընդունվում են կոահուժով կամ անցած տարիների փորձի ընդհանրացման միջոցով և չեն պահանջում բարդ հաշվարկներ: Պատահում են նաև բարդ դեպքեր, երբ լուծումը բավականին դժվար է և ոչ ակնհայտ ու պահանջում է կատարել հնարով տարբերակների տեխնիկատնտեսական համադրումներ:

Համեմատվող հիմնավորված տարբերակները գտնելու համար առաջարկվում է էլեկտրական ցանցերի օպտիմալ զարգացման մի մեթոդ, որի հիման վրա խնդիրը լուծվում է երկու փուլով:

Առաջին փուլում կատարվում է ցանցերի կայունացված ռեժիմի հաշվարկ և դրա արդյունքով մշակվում են էլեկտրական ցանցերի արդյունավետությունը բարձրացնելու այնպիսի առաջարկություններ, որոնք չեն պահանջում կապիտալ ներդրումներ և շահագործման ծախսեր:

երկրորդ փուլում, երբ պահանջվում է զարգացնել ցանցը եղած սպառիչների բեռի աճի, նոր սպառիչների առաջացման, էլեկտրատեներգիայի պահանջարկի մեծացման պատճառներով կամ որոշ հանգույցներում այլևս հնարավոր չէ ապահովել էլեկտրատեներգիայի անհրաժեշտ որակը, պահանջվում է կատարել էական կապիտալ ներդրումներ նոր ենթակայանների և էլեկտրական գծերի կառուցման համար ու որոշել ցանցերի վերակառուցման ստրատեգիան և համապատասխան առաջարկություններ անել ցանցերի օպտիմալ զարգացման համար:

էլեկտրական ցանցերի օպտիմալ զարգացման խնդիրը դիսկրետ և անընդհատ փոփոխականներով բարդ ոչ գծային մաթեմատիկական խնդիր է, որը կարելի է ձևավորել անընդհատ փոփոխականներով մաթեմատիկական ծրագրավորման տեսքի և լուծել «Ճյուղերի և սահմանների» մեթոդի հիման վրա, որի դեպքում առաջարկվող ալգորիթմը հաշվի է առնում էներգահամակարգի բազմառեփնությունը, գծերի բեռնվածության սահմանափակումները և ցանցի զարգացման դինամիկան մի շարք ստատիկ փուլերի տեսքով: Տվյալ խնդրում նշված մեթոդի կիրառությունը հնարավորություն է տալիս հաշվի առնել նաև այնպիսի էական գործոններ ինչպիսիք են տրասֆորմատորների և գծերի ցուցանիշների դիսկրետ փոփոխությունը, ցանցերի ոչ բավարար թողարկման ընդունակության պատճառով էլեկտրամատակարարման ընդհատումներից առաջացած վնասը և ցանցի կոնտուրներում բնական հոսանքաբաշխումները, որոնց շնորհիվ բարձրանում է էլեկտրատեներգիայի որակը, էլեկտրամատակարարման հուսալիությունը և արդյունավետությունը:

МЕТОД РАСЧЕТА ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С МИНИМИЗАЦИЕЙ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

С. Аюпян

Практическая важность задачи потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы (ЭЭС) в течение нескольких десятков лет вызвала значительный интерес отечественных и зарубежных авторов, в результате чего в настоящее время имеется ряд методов, моделей и алгоритмов решения таких задач, которые нашли различное практическое применение, отраженное в весьма обширной литературе.

Несмотря на огромное число работ в этой области, посвященных различным подходам построения исходных математических моделей, форм представления исходных уравнений, их модификациям и алгоритмам расчета, следует отметить, что все эти работы ориентированы на построение исходных математических моделей, где напряжения узлов составлены относительно базисного узла, а напряжение базисного узла как исходная информация должно быть заданной величиной.

Величина базисного напряжения как исходная информация задается исследователем априори, исходя из уровня напряжения ЭЭС решаемой задачи, интуитивных соображений и эмпирических оценок. Поскольку в математической модели рассматриваемой задачи напряжение узлов и токи в ветвях ЭЭС зависят от величины напряжения базисного узла, то при априори задании одного значения напряжения базисного узла и решении систем уравнений получим точные значения переменных состояний ЭЭС одной величины, а при задании этого же напряжения другой величины получим точные значения переменных состояний ЭЭС другой величины.

Однако между полученными двумя состояниями имеет место отклонение, т.е. получаем неточности, в некоторых случаях эти отклонения могут быть значительными и искажать реальную картину потокораспределения ЭЭС. Допустимость отклонений параметров зависит от удачного (идеального) выбора заданной величины базисного напряжения, причем такие отклонения носят методический харак-

тер, т.е. все известные методы расчета потокораспределения установившегося режима ЭЭС могут дать такие отклонения.

Кроме того, задание значения величины базисного напряжения приводит к расчету вынужденного потокораспределения в ЭЭС. Это в методическом отношении вынужденный математический прием для получения систем независимых уравнений, в которых число независимых параметров состояния было бы равно числу уравнений, чтобы можно было решить систему нелинейных уравнений задач потокораспределения ЭЭС.

Расчет вынужденного потокораспределения приводит к нарушению режима свободного потокораспределения, а при поддержании рассчитанного вынужденного режима в натуре приводит к нарушению экстремальности работы электрической сети ЭЭС, а следовательно, к увеличению потерь электроэнергии в сетях ЭЭС.

Чтобы избежать этих недостатков и трудностей, нами разработан принципиально новый подход к построению математической модели и метода расчета потокораспределения установившегося режима ЭЭС.

В основу этого подхода и его практической реализации положено то, что задача потокораспределения установившегося режима ЭЭС в данной работе рассматривается в экстремальной постановке. Рассматривается электрическая цепь ЭЭС произвольной структуры, схема замещения которой состоит из $s = m + 1$ узлов и n ветвей. Задача формулируется следующим образом: заданы структура ЭЭС и технические параметры ее элементов. В генераторных и нагрузочных узлах заданы активные P_j и реактивные Q_j мощности ($j = 1, 2, \dots, s$). Требуется определить такие комплексные значения узловых напряжений всех узлов U_j ($j = 1, 2, \dots, s$) в интервале

$$U_j \leq U_j \leq \bar{U}_j, \quad (1)$$

и комплексных токов в ветвях I_i ($i = 1, 2, \dots, n$), которые бы минимизировали суммарные потери электроэнергии в сетях ЭЭС.

$$\pi = T \sum_{i=1}^n I_i^2 r_i, \quad (2)$$

а также найти комплексную мощность балансирующего узла S_s .

Для решения рассматриваемой задачи потребуем, чтобы суммарные потери электроэнергии в сетях ЭЭС (1) достигали минимума при выполнении ограничений в виде уравнений узловых напряжений, написанных относительно всех узлов ($1, 2, \dots, s$) ЭЭС, которые в матричной форме представим так:

$$[Y_{jk}] U_j = \tilde{S}_j; \quad j, k = 1, 2, \dots, s. \quad (3)$$

где

$$[Y_{jk}] = [a_{jk}] E_n Y_{jk} [a'_{jk}]; \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (4)$$

Уравнения установившегося режима ЭЭС трехфазного переменного тока, связывающие мощности, задающие токи и фазные напряжения узлов, в матричной форме имеют вид

$$\tilde{S}_j = P_j + jQ_j = 3[E_j U_j] \tilde{S}_j; \quad i = 1, 2, \dots, s. \quad (5)$$

Квадратная матрица (4) является особенной. Следовательно, матричное уравнение узловых напряжений (3) представляет собой систему однородных уравнений, которая имеет бесчисленное множество решений. Задача потокораспределения в ЭЭС заключается именно в том, чтобы из этого бесчисленного множества решений найти такое единственное (оптимальное) U_j ($j = 1, 2, \dots, s$) решение, компоненты которого минимизировали бы суммарные потери энергии в электрической сети (2) с учетом нелинейных соотношений (5).

Предлагаемый метод расчета потоков распределения установившегося режима ЭЭС в экстремальной постановке рассматривается впервые и рекомендуется использовать в качестве методического положения для расчета режимов ЭЭС на различных территориально-иерархических уровнях диспетчерского управления, а также при проведении различных научно-исследовательских и проектных работ, связанных с планированием и проектированием развития ЭЭС.

0.4 կԿ ԼԱՐՄԱՆ ՔԱՂԱՔԱՅԻՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ՑԱՆՑԵՐԻ ԿՈՍԵՐՑԻՈՆ ԿՈՐՈՒՍՏՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ ԴՐՈՒՅՈՆԵՐԻՑ

Վ. Առաքելյան, Մ. Թամրազյան, Կ. Խաչատրյան

Էլեկտրական ցանցերում էներգիայի կորուստների նվազեցման խնդիրը կազմում է ցանցի ռեժիմի տնտեսական արդյունավետության բարձրացման ընդհանուր խնդրի բաղկացուցիչ մասերից մեկը [1-3]: Քաղաքային էլեկտրական ցանցերում էներգիայի փաստացի կորուստները կարելի է որոշել հետևյալ արտահայտությամբ՝

$$\Delta W_{\Phi_{\text{ստ}}} = \Delta W_{\text{տեխ}} + \Delta W_{\text{կոճ}} \quad (1)$$

որտեղ՝

$\Delta W_{\text{տեխ}}$ - էլեկտրական էներգիայի տեխնիկական կորուստներն են՝ պայմանավորված հաղորդիչների տաքացմամբ և էլեկտրամագնիսական դաշտերի ստեղծմամբ;

$\Delta W_{\text{կոճ}}$ - էլեկտրական էներգիայի կոմերցիոն կորուստները պայմանավորված են էլեկտրական էներգիայի հաշվառման համակարգի սխալներով, էլեկտրական սպառիչների հաշվառման կանոնների ոչ կատարյալությամբ և խախտումներով:

Ներկայում էլեկտրական էներգիայի սպառման ցածր մակարդակի պայմաններում անհրաժեշտություն է առաջանում գնահատել էներգիայի հաշվառման համակարգի սխալները: Այդ համակարգից առանձնացնենք հոսանքի տրանսֆորմատորները և դիտարկենք դրանց ազդեցությունը հաշվառման համակարգի վրա:

Ընդունվում է, որ քաղաքային էլեկտրական ցանցի 6-10/0.4 կԿ լարման տրանսֆորմատորային ենթակայանի 0.4 կԿ լարման կողմում տեղադրված էլեկտրական հաշվիչի գրանցած մաքսիմում հնարավոր էլեկտրական էներգիան որոշվում է հետևյալ արտահայտությամբ՝

$$W_{\text{տաքս}} = \sqrt{3} U_0 \cdot I_{26} \cdot K_{\text{ՀՏՍ}} \cdot \cos \Psi_2 \cdot T \quad (2)$$

որտեղ՝

U_0 - էլեկտրական հաշվիչի անվանական լարումն է;

I_{26} - հոսանքի տրանսֆորմատորի երկրորդային փաթույթի անվանական հոսանքն է;

$K_{\text{ՀՏՍ}}$ - հոսանքի տրանսֆորմատորի տրանսֆորմացիայի գործակցի անվանական արժեքն է;

$\cos \Psi_2$ - հզորության գործակիցն է;

T - հաշվարկման ժամանակահատվածն է;

Ընդունվում է նաև, որ էլեկտրական հաշվիչի գրանցած իրական էլեկտրական էներգիան որոշվում է հետևյալ արտահայտությամբ՝

$$W_{\text{իր}} = \sqrt{3} \cdot U_0 \cdot I_2 \cdot K_{\text{ՀՏՍ}} \cdot \cos \Psi_2 \cdot T \quad (3)$$

որտեղ՝

I_2 - հոսանքի տրանսֆորմատորի երկրորդային փաթույթի իրական հոսանքի արժեքն է հաշվարկման ժամանակահատվածում;

$K_{\text{ՀՏՍ}}$ - հոսանքի տրանսֆորմատորի տրանսֆորմացիայի գործակցի իրական արժեքն է:

Հաշվարկման ընթացքում ընդունվում է, որ U_0 , $\cos \Psi_2$, T մեծությունները չեն փոփոխվում, որի դեպքում կարելի է կատարել հետևյալ նշանակումը.

$$K_w = \sqrt{3} U_0 \cdot \cos \Psi_2 \cdot T; \quad (4)$$

Քանի, որ [4]:

$$K_{\text{ՀՏՍ}} = \frac{I_{16}}{I_{26}}; \quad (5)$$

$$K_{\text{ՀՏՍ}} = \frac{I_1}{I_2}; \quad (6)$$

ապա հաշվի առնելով (4), (5) և (6) արտահայտությունները՝ (2) և (3) կընդունեն հետևյալ տեսքը.

$$W_{\text{տաքս}} = I_{16} \cdot K_w; \quad (7)$$

$$W_{\text{իր}} = I_1 \cdot K_w; \quad (8)$$

Կազմելով (8) և (7) արտահայտությունների հարաբերությունը՝ կստանանք.

$$\frac{W_{\text{իր}}}{W_{\text{տաքս}}} = \frac{I_1}{I_{16}} \quad (9)$$

որտեղ՝

I_1 - հոսանքի տրանսֆորմատորի առաջնային փաթույթի իրական հոսանքի արժեքն է;

I_{16} - հոսանքի տրանսֆորմատորի առաջնային փաթույթի անվանական հոսանքի արժեքն է:

$\left(\frac{I_1}{I_{16}} \right)$ կախվածության հիման վրա որոշվում են հոսանքի տրանսֆորմատորների

հոսանքային սխալների թվային արժեքները և հաշվարկվում չհաշվառված կոմերցիոն էլեկտրական էներգիայի կորուստները հետևյալ արտահայտությամբ.

$$\Delta W_{\text{կոճ}}^{\text{ՀՏՍ}} = W_{\text{իր}} \cdot \frac{f_1}{100} \quad (10)$$

Գրականություն

1. Хачатрян В. С., Этмекчян Э. А., Аракелян В. П. Упрощенный метод расчета установившегося режима электроэнергетической системы // Электричество-1992-N 2-С.9-14.
2. Առաքելյան Վ., Խաչատրյան Կ., Թամրազյան Մ. 6-10կԿ լարման բաշխման էլեկտրական ցանցի հանգույցի բեռի գրաֆիկների մոդելի կառուցումը // Научная конференция ГИУА. Ереван. 1998.С. 88-89.
3. Առաքելյան Վ., Խաչատրյան Կ., Թամրազյան Մ. Կոմերցիոն կորուստները էլեկտրական ցանցերում // Научная конференция ГИУА. Ереван. 1998.С. 94-95.
4. Афанасьев В. В., Адопьев Н. М., Жалалис А. В., Сирота И. М., Стогний Б. С. Трансформаторы тока. Л.:Энергия.1980. 343 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО P-Q ПАРАМЕТРАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ПРИ Z ФОРМЕ ЗАДАНИЯ СОСТОЯНИЯ СЕТИ

В.Аракелян, К.Хачатрян, К.Маргарян

Математическая модель оптимизации установившегося режима электроэнергетической системы имеет следующий вид:

$$\min F(P) = \min F(P_0, P_1, P_2, \dots, P_1) \quad (1)$$

при

$$\Phi_{p_0} = P_0 - \Psi_{p_0}(U, \Psi_u) = 0; \quad (2)$$

$$\Phi_{p_i} = P_i - \Psi_{p_i}(P, Q, U, \Psi_u) = 0; \quad (3)$$

$$\Phi_{q_0} = Q_0 - \Psi_{q_0}(U, \Psi_u) = 0; \quad (4)$$

$$\Phi_{q_i} = Q_i - \Psi_{q_i}(P, Q, U, \Psi_u) = 0; \quad (5)$$

$$P_m^{\min} \leq P_m \leq P_m^{\max}; \quad (6)$$

$$Q_m^{\min} \leq Q_m \leq Q_m^{\max}; \quad (7)$$

$$U_m^{\min} \leq U_m \leq U_m^{\max}; \quad (8)$$

Осуществляя на каждой итерации расчет допустимого установившегося режима электроэнергетической системы и используя полученные параметры в подзадаче оптимизации, из математической модели (1)-(8) исключаем ограничения типа неравенств (6)-(8).

Оставшаяся часть математической модели является типичной моделью классического программирования, и ее можно реализовать методом неопределенных множителей Лагранжа.

Составляя вспомогательную функцию Лагранжа, из необходимого условия минимума можно установить следующие выражения для оптимизации режима электроэнергетической системы:

$$\frac{\partial F_0}{\partial P_0} - \lambda_{p_0} = 0; \quad (9)$$

$$\begin{bmatrix} P_m \\ \dots \\ Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{mm} & T_{mn} \\ - & - \\ T_{nm} & T_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \times \left\{ \begin{bmatrix} T_m \\ \dots \\ T_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Psi_{pk}}{\partial P_m} & \frac{\partial \Psi_{qk}}{\partial P_m} \\ - & - \\ \frac{\partial \Psi_{pk}}{\partial Q_m} & \frac{\partial \Psi_{qk}}{\partial Q_m} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \lambda_{pk} \\ \dots \\ \lambda_{qk} \end{bmatrix} \right\}, \quad (10)$$

где T_{mm} , T_{nn} , T_{mn} , T_{nm} являются квадратными подматрицами. Диагональные элементы подматрицы T_{mm} определяются с помощью выражения

$$t_{mm} = \lambda_{pm} C_m + \lambda_{qm} D_m - 2a_m; \quad (11)$$

а недиагональные элементы:

$$t_{mn} = \lambda_{pm} K_{mn} + \lambda_{pn} C_{mn} - \lambda_{qm} H_{mn} + \lambda_{qn} D_{mn}; \quad (12)$$

Диагональные элементы подматрицы T_{nn} определяются:

$$t_{nn} = \lambda_{pn} C_n + \lambda_{qn} D_n; \quad (13)$$

Недиагональные элементы этой подматрицы также определяются согласно выражению (10).

Необходимо отметить, что подматрицы T_{mn} и T_{nm} отличаются только диагональными элементами. Диагональные элементы подматрицы T_{nm} отличаются от диагональных элементов подматрицы T_{mn} только наличием члена $2a_m$.

Подматрицы T_{mn} и T_{nm} имеют нулевые диагональные элементы подматрицы T_{mn} определяются в виде

$$t_{mn} = -\lambda_{pm} H_{mn} - \lambda_{pn} D_{mn} - \lambda_{qm} K_{nm} - \lambda_{qn} C_{nm}; \quad (14)$$

а недиагональные элементы подматрицы определяют T_{nm} :

$$t_{nm} = \lambda_{pm} H_{nm} + \lambda_{pn} D_{nm} + \lambda_{qm} K_{nm} - \lambda_{qn} C_{nm}; \quad (15)$$

С другой стороны, элементы столбцовой матрицы T_{mn} и T_{nm} определяются на основании следующих выражений:

$$t_m = \lambda_{pn}(1 - A_m - M_{mk}) + \lambda_{qm}(B_m + N_{mk}) + b_m; \quad (16)$$

$$t_n = \lambda_{qm}(1 - A_m - M_{mk}) - \lambda_{pn}(B_m + N_{mk}); \quad (17)$$

В вышеприведенных выражениях коэффициентов b_m и $2a_m$ из выражения $\frac{\partial F_m}{\partial P_m}$.

На основании предлагаемого метода по оптимизации режима электроэнергетической системы разработан соответствующий вычислительный алгоритм для решения численных практических задач.

Литература

1. Хачатрян В. С. Расчет режимов энергосистем с тепловыми станциями при учете режимных ограничений // Электричество. 1971. N 2. С. 10-15.
2. Хачатрян В. С. Метод расчета оптимального режима энергосистем с тепловыми станциями // Известия вузов СССР. Энергетика. - 1972. N 3. С. 92-96.
3. Хачатрян В. С. Метод и алгоритм оптимизации режимов больших энергосистем // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1976. N 5. С. 24-34.
4. Хачатрян В. С., Акобян С. Г., Тамразян М. Г., Нашат А. А. Комплексная оптимизация режима электроэнергетической системы методом классического программирования // Известия НАН и ГИУ Армении. Сер. ТН. - 2000. N 2. - С. 181-184.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СТРУКТУРЫ ЕЕ ПАССИВНОЙ ЧАСТИ

К. Маргарян

Рассматривается расчет установившегося режима электроэнергетической системы, когда ее пассивная часть задается в Y-Z гибридной форме.

Для изложения материала принимается следующая система индексов: для стационных узлов - $m(n) = 0, 1, 2, \dots, \Gamma$; для нагрузочных узлов - $k(\ell) = \Gamma + 1, \Gamma + 2, \dots, \Gamma + N$, где Γ и N характеризуют число независимых стационарных и нагрузочных узлов соответственно.

Первоначально предполагается, что все стационарные узлы являются узлами типа P-Q, и построена соответствующая Y-Z расчетная матрица, которая представляется в следующем виде:

$$Y-Z = \begin{bmatrix} Y_{m,0} & \dot{A}_{m,\ell} \\ \dots & \dots \\ \dot{C}_{k,0} & Z_{k,\ell} \end{bmatrix}. \quad (1)$$

где

$$\begin{aligned} Y_{m,0} &= Y_{m0} - Y_{mk} Y_{k\ell}^{-1} Y_{\ell 0}, \\ \dot{A}_{m,\ell} &= Y_{mk} Y_{k\ell}^{-1}, \\ \dot{C}_{k,0} &= Y_{k\ell}^{-1} Y_{\ell 0}, \\ Z_{k,\ell} &= Y_{k\ell}^{-1}. \end{aligned} \quad (2)$$

Требуется скорректировать Y-Z расчетную матрицу, когда один из стационарных узлов типа P-Q превращается в нагрузочный узел типа P-Q. Это может случиться тогда, когда к данному узлу подключены как электрическая станция так и потребитель.

Фактически происходит структурное изменение пассивной части и необходимо скорректировать Y-Z расчетную матрицу.

В результате такого изменения увеличивается порядок подматрицы $Z_{k\Gamma}$, которую в дальнейшем будем обозначать как $Z_{H\Gamma}$.

Необходимо установить новую Z_{H-1} подматрицу таким образом, чтобы использовать известную $Z_{H\Gamma}$ подматрицу. Если предположить, что номер нового нагрузочного узла обозначен последним номером стационарного узла, т.е. Г, и поскольку число нагрузочных узлов было Н, то при этом становится необходимым обращение матрицы порядка $H+1$:

$$Y_{H+1} = \begin{bmatrix} Y_{\Gamma\Gamma} & Y_{\Gamma H} \\ \text{---} & \text{---} \\ Y_{H\Gamma} & Y_{HH} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

В (3), Y_{HH} обозначена матрица, обратная которой является известной $Z_{H\Gamma}$ подматрицей порядка Н, и с другой стороны:

$$Y_{H\Gamma} = [Y_{\Gamma+1\Gamma} \ Y_{\Gamma+2\Gamma} \ \dots \ Y_{\Gamma+H\Gamma}], \quad (4)$$

$$Y_{\Gamma H} = [Y_{\Gamma\Gamma+1} \ Y_{\Gamma\Gamma+2} \ \dots \ Y_{\Gamma\Gamma+H}]. \quad (5)$$

Исходную Z_{H-1} подматрицу представим в такой же форме, что и блочная подматрица Y_{H+1} :

$$Z_{H-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Y_{\Gamma}} & Z_{\Gamma H} \\ \text{---} & \text{---} \\ Z_{H\Gamma} & Z_{HH} \end{bmatrix}. \quad (6)$$

При этом можем написать

$$[Y_{H+1}]x[Z_{H-1}] = [I]. \quad (7)$$

На основании (7), устанавливая четыре уравнения с четырьмя неизвестными, определяем:

$$Z_{H\Gamma} = -\frac{Y_{H\Gamma}^{-1} Y_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}}; \quad (8)$$

$$Z_{\Gamma H} = -\frac{Y_{\Gamma H} Y_{HH}^{-1}}{Y_{\Gamma}}; \quad (9)$$

$$\frac{1}{Y_{\Gamma}} = \frac{1}{Y_{\Gamma\Gamma} - Y_{\Gamma H} Y_{HH}^{-1} Y_{H\Gamma}}; \quad (10)$$

$$Z_{HH} = Y_{HH}^{-1} - \frac{Y_{H\Gamma}^{-1} Y_{H\Gamma} Y_{\Gamma H} Y_{HH}^{-1}}{Y_{\Gamma}}. \quad (11)$$

Учитывая, что $Y_{HH}^{-1} = Z_{H\Gamma}$, вышеприведенные выражения (8)-(11) примут следующий вид:

$$Z_{H\Gamma} = -\frac{Z_{H\Gamma} Y_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}}; \quad (12)$$

$$Z_{\Gamma H} = -\frac{Y_{\Gamma H} Z_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}}; \quad (13)$$

$$\frac{1}{Y_{\Gamma}} = \frac{1}{Y_{\Gamma\Gamma} - Y_{\Gamma H} Z_{H\Gamma} Y_{H\Gamma}}; \quad (14)$$

$$Z_{HH} = Z_{HH} - \frac{Z_{H\Gamma} Y_{H\Gamma} Y_{\Gamma H} Z_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}}. \quad (15)$$

В результате искомая скорректированная матрица принимает следующий вид:

$$Z_{H-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Y_{\Gamma}} & -\frac{Y_{\Gamma H} Z_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}} \\ \text{---} & \text{---} \\ -\frac{Z_{H\Gamma} Y_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}} & Z_{HH} - \frac{Z_{H\Gamma} Y_{H\Gamma} Y_{\Gamma H} Z_{H\Gamma}}{Y_{\Gamma}} \end{bmatrix} \quad (16)$$

где Y_{Γ} является известным числом.

После установления структуры подматрицы Z_{H-1} , нетрудно установить также структуру Y-Z расчетной матрицы.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭКВИВАЛЕНТИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

М. Тамразян, Г.Мкртчян, Е. Киракосян

Успешное решение задачи расчета установившегося режима является основой при решении любого режимного вопроса электроэнергетической системы (ЭЭС). Решение задачи расчета установившегося режима ЭЭС сводится к решению системы нелинейных алгебраических уравнений. Применяется метод первого порядка, вытекающий из теории разложения соответствующих функций в ряд Тейлора [1-3].

Настоящая работа является логическим продолжением метода первого порядка, где использовалась матрица Якоби. С целью улучшения сходимости решаемой задачи предлагается вместо матрицы Якоби использовать матрицу Гессе, порядок которых характеризуется удвоенным числом независимых узлов исследуемой ЭЭС.

В работе рассматривается возможность уменьшения объема вычислительных работ. Исследования показывают, что одним из возможных направлений уменьшения объема вычислительных работ является уменьшения порядка указанных матриц путем построения эквивалентированной математической модели установившегося режима ЭЭС.

Уравнение состояния ЭЭС в Z- форме предлагается в [1]. В качестве исходной информации задаются активные и реактивные мощности независимых узлов. Выразив математическую модель эквивалентированной ЭЭС [2] через указанные мощности, имеем

$$P_m + jQ_m = \dot{U}_{zn} \dot{I}_m + \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{m,n} \dot{I}_n \dot{I}_m^* \quad (1)$$

Устанавливая выражения активных и реактивных мощностей независимых стационарных узлов, затем их преобразуя, представляем в виде систем нелинейных алгебраических уравнений в неявно выраженной форме:

$$F_{pm} = P_m - [P_{pm} + \psi_{pm}(I_n^*, I_n^*)] \quad (2)$$

$$F_{qm} = Q_m - [Q_{qm} + \psi_{qm}(I_n^*, I_n^*)] \quad (3)$$

Для решения систем нелинейных алгебраических уравнений относительно составляющих комплексных токов независимых стационарных узлов применяется метод второго порядка, при котором рекуррентное выражение представляется в виде

$$I^{u+1} = I^u - H_1 \times G_1 \quad (4)$$

где

u - номер итерации,

I - многомерный вектор составляющих комплексных токов независимых стационарных узлов,

H_1 - неособенная квадратная матрица Гессе,

G_1 - столбцевая матрица градиента функции.

На основании заданной исходной информации осуществляется итерационный процесс расчета установившегося режима с помощью вышеприведенного рекуррентного выражения (4).

Критерием сходимости решения поставленной задачи являются допустимые небалансы активных и реактивных мощностей независимых стационарных узлов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хачатрян В.С., Хачатрян С.Ц., Сафарян В.С. Расчет установившегося режима электрических систем с применением матрицы Гессе при Z - форме задания состояния сети // Изв. вузов. Энергетика. 1990. №1. С. 20-23.
2. Хачатрян В.С., Тамразян М.Г. Математическая модель установившегося режима эквивалентированной электроэнергетической системы и ее реализация // Изв. НАН и ГИУ Армении, Сер. ТН. 1998. С.14-50.
3. Тамразян М.Г. Математическая модель установившегося режима эквивалентированной электроэнергетической системы и ее реализация методом Ньютона-Канторовича // "МОДЕЛИРОВАНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ, УПРАВЛЕНИЕ". Вып. 3/2000г. С.91-95.

ЖИВУЧЕСТЬ — КАК ОБОБЩЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

В.Саркисян

/Инст. Энергетики/

Функционирование энергосистемы (ЭС) характеризуется большим количеством технологических и режимных параметров, сохранение значений которых в допустимых пределах как при нормальных, так и аварийных условиях работы, является необходимым условием обеспечения живучести системы в целом. Впервые понятие живучести в энергетике ввел В.А. Ветиков в конце 60-х годов, причем под живучестью ЭС понималось их способность противостоять возмущениям, не допуская аварий с массовым нарушением питания потребителей и дезорганизацией электроснабжения крупных районов [1]. В последующие годы рядом авторов были даны свои определения, так: в [2] живучесть определяется как способность противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей; в [3] термин живучесть формулируется как способность автоматически управляемой энергосистемы противостоять цепочечному развитию аварийных событий. И наконец, согласно ГОСТ 21021-75 под живучестью энергосистемы понимается способность противостоять цепочечному развитию аварийных режимов. Эти определения принципиально не отличаются друг от друга, при этом, их общим недостатком является конкретизация понятия живучести применительно к аварийным условиям функционирования ЭС.

Опыт эксплуатации Армянской ЭС в кризисные годы показал, что система может длительно функционировать при недопустимых значениях режимных пара-

метров с точки зрения, например, параллельной работы с ЭС сопредельных государств, тем более при наличии АЭС. Живучесть тесно связана с конкретными условиями функционирования энергосистемы, причем, совершенно обязательно наличие каких-либо аварийных возмущений. Отметим, что практически ни в одной работе не приведены обобщающие подходы к оценке живучести, в то время, как решение комплекса задач, связанных с развитием методологической и алгоритмической базы для ее изучения, представляет крупную научно-техническую проблему, имеющую важное значение для управления функционированием и развитием энергосистемы. Решение проблемы сопряжено с трудностями, связанными с комплексной оценкой живучести, включающей статическую и динамическую устойчивость, надежность и безопасность работы ЭС в целом и отдельных ее элементов, бесперебойность и качество электроснабжения и т.п. С учетом этого более удачным является используемое в технике определение живучести как способности системы сохранять свойства, необходимые для выполнения требуемых функций, при наличии воздействий, не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации [1]. Недостатком является то, что система может не сохранить свои свойства и при наличии предусмотренного воздействия. Обобщая вышеизложенное, предлагается следующее определение: живучесть — это способность системы противостоять недопустимым изменениям параметров своего функционирования.

В такой постановке задача определения живучести решается в рамках задаваемых: объекта исследования, факторов воздействия и критериев живучести.

При этом, объект исследования — это объект, влияние параметров функционирования которого на живучесть выбрано для рассмотрения. Чем больше задано элементов объекта исследования, тем полнее можно определить живучесть. Фактор воздействия — это воздействие (в том числе внешнее) на объект исследования, приводящее к каким-либо изменениям параметров его функционирования. И наконец, критерий живучести — это параметр функционирования объекта исследования, значение которого необходимо сохранять в допустимых пределах.

Исходя из вышеизложенного, разработана методика расчета численного значения живучести с применением матричной и булевой алгебры и теории вероятностей. Суть метода сводится к заполнению некоторой прямоугольной матрицы отклика F , отражающей состояние объекта исследования при действии различных факторов воздействия на ее элементы f_{ij} , которые являются Булевыми функциями и определяются по формуле:

$$f_{ij} = f_{ij} \cap (R_{i1} \cup R_{i2} \cup \dots \cup R_{im} \cup \dots \cup R_{jk})$$

$$i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m; l = 1, 2, \dots, k$$

где n — количество элементов объекта исследования; m — количество факторов воздействия; l — количество критериев живучести; f_{ij} — признак допустимости существования j -го фактора воздействия в i -ом элементе объекта исследования; R_{il} — признак нарушения допустимых пределов l -ого критерия живучести при наличии j -ого фактора воздействия в i -ом элементе объекта исследования.

Как Булевы переменные f_{ij} , l_{ij} и R_{jk} могут принимать два значения — 1, если утверждение истинно и 0 — в противном случае. Далее, путем ряда алгебраических действий и преобразований матрицы F рассчитывается вероятностная "общееобъектная живучесть" P_{sys} :

$$P_{sys} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m f_{ij}}{\sum_{i=1}^n 1} \equiv 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m f_{ij}}{\sum_{i=1}^n 1}$$

где d_i, g_i — величины, обратно пропорциональные соответственно количеству допустимых факторов воздействия в i -ом элементе и количеству элементов, где допустим j -ый фактор воздействия.

Очевидно, что чем больше значение $P_{эз}$, тем меньше управляющих воздействий необходимо произвести для введения параметров ЭС в допустимую область функционирования.

ВЫВОДЫ

1. Дано обобщенное определение живучести системы, позволяющее применить это понятие к любым условиям функционирования энергосистемы.
2. Разработана методика численной оценки живучести на основе Булевой и матричной алгебры и теории вероятностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Китулин В.Г. Надежность энергетических систем: Учеб. Пособие для электро-энерг. спец. вузов. — М.: Высш. шк., 1984. — 256 с., ил.
2. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. — М.: Энергия, 1978, 352 с. ил.
3. Надежность и эффективность в технике: Справочник: в 10 т. / Ред. совет: Авдуевский В.С. (пред.) и др. — М.: Машиностроение, 1986. — (В пер.). Т.1: Методология. Организация. Терминология/Под ред. Рембезы А.И. — 224 с.: ил.

110 կԿ ԵՎ ԲԱՐՁՐ ԼԱՐՄԱՆ ՑԱՆՑԵՐՈՒՄ ԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ԵՎ ԷԼԵԿՏՐԱԼԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ԿՈՐՈՒՄՏԵՆԵՐԻ ԶԱՇՎԱՐԿ

*Լ. Եղիազարյան, Վ. Սահակով, Վ. Սաֆարյան, Վ. Գամրոլյան
/Էներգետիկայի ինստիտուտ/*

Էլեկտրաէներգիայի հաղորդումը աղբյուրներից սպառողներին, կերպափոխումը և բաշխումը անխուսափելիորեն ուղեկցվում են էլեկտրաէներգիայի ծախսերով (կորուստներ): Էլեկտրաէներգիայի կորուստների որոշման խնդիրը, բացի տեխնիկա-տնտեսական նշանակությունից, ունի նաև լուրջ սոցիալական նշանակություն:

Այս խնդրի հրատապությունը ընդգծվում է հատկապես շոկայական տնտեսավարման պայմաններում, քանի որ կորուստների որոշումը հնարավորություն է տալիս իրականացնել ցանցերի տարբեր լարման մակարդակների միջև էլեկտրաէներգիայի հաշվեկշիռների կազմումը, ցանցային մասնաճյուղերի միջև էլեկտրաէներգիայի հոսքերի որոշումը, տարանցիկ հոսքերից առաջացրած կորուստի որոշումը, ցանցի առավելագույն կորուստներով տեղամասերի բացահայտումը և կորուստների նվազեցման միջոցառումների մշակումը և այլն:

Էլեկտրաէներգիայի տեխնիկական կորուստների որոշման խնդիրը բերվում է ցանցի հաստատված ռեժիմի հաշվարկին, որի արդյունքում որոշվում են ցանցի հանգույցների լարումները, ճյուղերի հոսանքները, հզորության և էներգիայի հոսքերը և կորուստները ցանցի տարբերում (գծեր, երկփաթույթ և եռափաթույթ տրանսֆորմատորներ, ռեակտորներ):

Ցանցի հաստատված ռեժիմի հաշվարկը իր հերթին բերվում է ոչ գծային հանրահաշվական հավասարումների համակարգի լուծմանը, որի կարգը հավասար է դիտարկվող ցանցի հանգույցների քանակի կրկնապատիկին: Վերջինս հնարավոր է իրագործել, օգտագործելով ժամանակակից համակարգչային տեխնիկա և կիրառական մաթեմատիկայի համապատասխան մեթոդներ:

110 կԿ և բարձր և 0,38 - 6 (10) - 35 կԿ ցանցերի առանձնահատկություններն ըստ տեղաբաժանական (տոպոլոգիական) կառուցվածքի և նախնական ինֆորմացիայի տրաման ձևի, պահանջում են տարբեր մոտեցումներ նրանց հաստատված ռեժիմների մաթեմատիկա-

կան մոդելների ստեղծման և լուծման գործընթացում: Բարձր լարման և բաշխիչ ցանցերի առանձնահատկություններից անհրաժեշտ է նշել հետևյալը.

ա) Բաշխիչ ցանցերը չեն պարունակում կոնտուրներ, ուստի որպես հաշվարկային միավոր այստեղ հանդես է գալիս առանձին ուղղությունը, որի հաշվարկը կատարվում է մնացած ուղղություններից անկախ:

բ) Բարձր լարման ցանցերում առկա են բազմաթիվ կոնտուրներ, ուստի հաստատված ռեժիմի հաշվարկը այստեղ կատարվում է ամբողջ ցանցի համար որպես մեկ միասնական միավորի:

գ) Բաշխիչ ցանցերում հաշվարկը կատարվում է ամսական միջինացված հզորություններով, որոնց դիմադրական հաշվի է առնվում անհամաչափության գործակիցներով:

դ) Բարձր լարման ցանցերում հաշվարկը կատարվում է հաշվարկային ժամանակահատվածի յուրաքանչյուր ժամվա համար ըստ հզորությունների օրական գրաֆիկների:

Էներգետիկայի ինստիտուտում մշակված է ալգորիթմ և համալիր ծրագիր 110 կԿ և բարձր լարման ցանցերի տվյալների բազայի ստեղծման, ճշգրտման, դիտման, ինչպես նաև հաստատված ռեժիմների, տեխնիկական և առևտրային (չափազիտական և չիմնավորված) կորուստների, տարբեր լարման մակարդակների միջև էլեկտրաէներգիայի հաշվեկշիռի հաշվման համար [1]: Հայաստանի 110 կԿ և բարձր լարման ցանցի տվյալների բազան իր մեջ ներառում է 400 հատ 110-220 կԿ լարման օղային էլեկտրահաղորդման գիծ, 80 երկփաթույթ տրանսֆորմատոր, 220 հատ եռափաթույթ տրանսֆորմատոր, 60 հատ գեներատորային հանգույց, 600 հատ բեռային հանգույց իրենց նախնական, հաշվարկային և ռեժիմային պարամետրերով:

Յուրաքանչյուր հաշվարկային ժամանակահատվածի համար մուտք են արվում հանգույցների ակտիվ ինֆորմացիան հետևյալ տեսքով.

ա) Գեներատորային հանգույցներ.

- ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի ամսական արտադրանքը,
- ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի օրական արտադրանքը,
- P, Q տիպի հանգույցների համար տրվում է ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունների օրական գրաֆիկները ըստ ժամերի,
- բազիսային հանգույցի համար տրվում է հանգույցի, լարման մոդուլի և փուլի ժամային գրաֆիկները,
- P, U տիպի հանգույցների համար տրվում է ակտիվ հզորության և լարման մոդուլի ժամային գրաֆիկները,

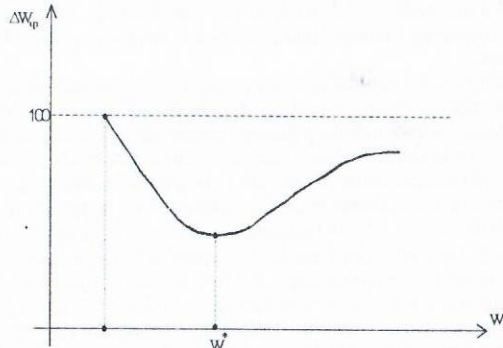
բ) Բեռային հանգույցներ.

- ակտիվ էներգիայի ամսական արտադրանքը,
- P, Q տիպի հանգույցների համար տրվում է ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունների ժամային գրաֆիկը,
- P, cos տիպի հանգույցների համար տրվում է ակտիվ հզորության հարաբերական և հզորության գործակցի ժամային գրաֆիկները:

Հաշվարկային ժամանակահատվածի յուրաքանչյուր ժամվա համար կատարվում է ցանցի հաստատված ռեժիմի հաշվարկ, որի արդյունքում որոշվում է հաշվարկային ժամվա ռեժիմային պարամետրերը, այդ թվում նաև ակտիվ և ռեակտիվ հզորության տեխնիկական կորուստները ցանցի տարբերում, որոնց գումարով հաշվարկային ժամանակահատվածի համար ստանում ենք ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի տեխնիկական կորուստները ցանցի տարբերում և ողջ ցանցում:

110 կԿ և բարձր լարման ցանցի փոխադրման սխեման, որի համար կատարվում է ժամվա հաստատված ռեժիմի հաշվարկը, պարունակում է, 900 հանգույց (1800 հավասարում), 1200 ճյուղ, 300 անկախ կոնտուր: Մեկ ռեժիմի հաշվարկը Pentium - 3 450 ՄՀ համակարգչի վրա $t_{\text{հ}} = 0,0001$ ճշտությամբ տևում է մոտավորապես 1/2 վրկ.: Եթե հաշվի առնենք, որ հաշվարկային ժամանակահատվածի յուրաքանչյուր ժամային հաշվարկի ընթացքում կատարվում է մոտ 10 անգամ ռեժիմի հաշվարկ, ապա ամսական հաշվարկը տևում է մոտ 1 ժամ:

Հետազոտությունները ցույց են տալիս, որ ցանցում բեռնվածքների համաչափ փոփոխություն ապահովելու պայմանով, ցանց մուտք գործող էներգիայի որոշակի քանակի դեպքում ($\Delta W_{\text{ց}}$) ցանցում տեխնիկական կորուստի տոկոսային մեծությունը ստանում է նվազագույն արժեք (նկ. 1):



Նկ. 1. Տեխնիկական կորուստի տոկոսաչափի կախվածությունը մուտքային էներգիայից:

Համաձայն նկ.1-ում բերված գրաֆիկի, ցանցի մուտքային էներգիայի աճման դեպքում հնարավոր է տեխնիկական կորուստների տոկոսաչափի ցանկացած շեղում (նվազում կամ աճ):

110 կՎ և բարձր լարման ցանցերում, բացի տեխնիկական կորուստից, հաշվարկվում են նաև առևտրային կորուստները, որոնք բաղկացած են չափագիտական (հիմնավորված) և չհիմնավորված բաղադրիչներից [1]:

Չափագիտական կորուստների հաշվարկման համար օգտագործվում են չափման տրակտի (հոսանքի տրանսֆորմատոր, լարման տրանսֆորմատոր, հաշվիչ) ճշտության դասերը, անկյունային սխալանքը և այլ գործոններ [1]:

Տեխնիկական և չափագիտական կորուստների գումարով որոշվում է տեխնոլոգիական կորուստները ցանցում:

Էներգետիկայի ինստիտուտում մշակված համալիր ծրագրով յուրաքանչյուր ամսվա համար կատարվում է Հայաստանի 110 կՎ և բարձր լարման ցանցի ռեժիմների, կորուստների հաշվարկ և հաշվեկշիռների կազմում, որոնց վերլուծությամբ մշակվում են ցանցի ռեժիմների լավարկման և կորուստների նվազեցման միջոցառումներ:

Գրականություն

1. 110 կՎ և բարձր լարման ցանցերում էլեկտրաէներգիայի կորուստների հաշվարկի հրահանգ, Երևան, 2000 թ.:

0.38 – 35 կՎ ԱՐՄԱՆ ՑԱՆՑԵՐՈՒՄ ԷԼԵԿՏՐԱԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ԿՈՐՈՒՍՏՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ՄԱՍԻՆ

(Ա. Առաքելյան, Ե. Աթաբեկյան, Լ. Եղիազարյան, Ռ. Չաքարյան, Զ. Հարությունյան, Գ. Ղազարյան, Ա. Յուզբաշյան, Վ. Սաֆարյան /Էներգետիկայի ինստիտուտ./

Հայաստանի 4 բաշխիչ էլեկտրացանցային բաժնետիրական ընկերությունները 2000թ.-ի դրությամբ ընդգրկում են էներգահամակարգի 35-6(10)-0.38 կՎ լարման ողջ ցանցերը, բացառությամբ սպառողներին պատկանող այդ լարումների էլեկտրատեղակայանքները:

Բաշխիչ էլեկտրացանցերի և դրանց սնող 110-220 կՎ ցանցերի սահմանազատումը կատարվում է «Բարձրավոլտ էլեկտրացանցեր» ընկերության 110-220/35-6(10) կՎ ենթակայաններում:

Ինչպես հայտնի է էլեկտրաէներգիայի տեղափոխման, կերպափոխման և բաշխման տեխնոլոգիական պրոցեսները անխուսափելիորեն ուղեկցվում են էլեկտրաէներգիայի ծախսով (տեխնոլոգիական ծախս կամ կորուստ):

Էլեկտրաէներգիայի վաճառող-գնորդ (մատակարար-սպառող) փոխադարձ ֆինանսական հաշվարկներում առանցքային նշանակություն ունեն էլեկտրացանցում էլեկտրաէներգիայի կորուստների ցուցանիշները:

Էլեկտրական ցանցերում էլեկտրաէներգիայի կորուստների համար Հայաստանի Հանրապետությունում շրջանառության մեջ են գտնվում հետևյալ հասկացողությունները.

1. Էլեկտրաէներգիայի չափված կորուստ ($\Delta W_{\text{լափ}}$):
Էլեկտրական ցանց (կամ նրա տեղամաս) մուտք գործած (W_0) և դուրս հաղորդված (W_6) (այդ թվում բաժանորդներին) էլեկտրաէներգիայի տարբերություն.

$$\Delta W_{\text{լափ}} = W_0 - W_6 \quad (1)$$

2. Փաստացի (բնական) կորուստ ($\Delta W_{\text{ֆ}}$):
Էլեկտրական ցանցում տեխնոլոգիական պրոցեսներով և հաշվարկի սարքերի փաստացի սխալանքով պայմանավորված անխուսափելի կորուստի, որի չափը որոշվում է ցանցի մաթեմատիկական մոդելով հաշվետու ժամանակահատվածում մատակարարված էլեկտրաէներգիայի քանակով և էլեկտրական ցանցի և չափիչ համալիրների տեխնիկական և ռեժիմային պարամետրերի փաստացի վիճակի գնահատված արժեքներով, ինչպես նաև իրավական նորմատիվ ակտերի պահանջներին համապատասխանող փաստաթղթերով հիմնավորված կորուստի գումարային մեծություն.

$$\Delta W_{\text{ֆ}} = \Delta W_{\text{տ}} + \Delta W_{\text{լափ}} + \Delta W_{\text{առ}} \quad (2)$$

3. Էլեկտրաէներգիայի չհիմնավորված կորուստ ($\Delta W_{\text{ն}}$):
Չափված և փաստացի (բնական) կորուստների տարբերություն.

$$\Delta W_{\text{ն}} = \Delta W_{\text{լափ}} - \Delta W_{\text{ֆ}} \quad (3)$$

4. Էլեկտրաէներգիայի տեխնիկական կորուստ ($\Delta W_{\text{տ}}$):
Էլեկտրական ցանցերով էլեկտրաէներգիայի հաղորդման (բաշխման) պրոցեսի կատարման համար ծախսվող ակտիվ էներգիայի այն քանակն է, որը նրա տարբերում անխուսափելիորեն վերածվում է էներգիայի այլ տեսակների (ջերմային, ճառագայթային և այլն):

5. Էլեկտրաէներգիայի տեխնոլոգիական կորուստ ($\Delta W_{\text{տխ}}$):
Էլեկտրական ցանցում տեխնոլոգիական պրոցեսներով և հաշվարկի սարքերի փաստացի սխալանքով պայմանավորված անխուսափելի կորուստ, որի չափը որոշվում է ցանցի մաթեմատիկական մոդելով հաշվետու ժամանակահատվածում մատակարարված էլեկտրաէներգիայի քանակով և էլեկտրական ցանցի և նրա չափիչ համալիրների տեխնիկական և ռեժիմային պարամետրերի փաստացի վիճակի գնահատված արժեքներով:

6. Էլեկտրաէներգիայի չափագիտական կորուստ ($\Delta W_{\text{չ}}$):
Էլեկտրական ցանցում էլեկտրաէներգիայի տեխնոլոգիական և տեխնիկական կորուստների տարբերություն.

$$\Delta W_{\text{չ}} = \Delta W_{\text{տխ}} - \Delta W_{\text{տ}} \quad (4)$$

7. Էլեկտրաէներգիայի առևտրային կորուստ ($\Delta W_{\text{առ}}$):
Էլեկտրական ցանցում չափագիտական և չհիմնավորված կորուստների գումար.

$$\Delta W_{\text{առ}} = \Delta W_{\text{չ}} + \Delta W_{\text{ն}} \quad (5)$$

8. Էլեկտրաէներգիայի նորմատիվ կորուստ (ΔW_6):
Էլեկտրական ցանցում էլեկտրաէներգիայի տեխնիկական կորուստի, իրավական նորմատիվ ակտերի պահանջներին համապատասխանող փաստաթղթերով հիմնավորված կորուստի և չափագիտական կորուստի թույլատրելի սահմանային արժեքի գումար.

$$\Delta W_6 = \Delta W_{\text{տ}} + \Delta W_{\text{առ}} + \Delta W_{\text{չ}} \quad (6)$$

որտեղ
 $\Delta W_{\text{թ}}$ - էլեկտրաէներգիայի չափագիտական կորուստի թույլատրելի սահմանային արժեք,

ΔW_{60} - նորմատիվ ակտերի պահանջներին համապատասխանող փաստաթղթերով հիմնավորված էլեկտրատեղակայի կորուստ:

Էներգետիկայի գիտահետազոտական ինստիտուտում մշակված է բաշխիչ էլեկտրա-ցանցերում էլեկտրատեղակայի հաշվարկների և վերլուծության համակարգչային համալիր ծրագիրը: Ծրագիրը հնարավորություն է տալիս բաշխիչ էլեկտրացանցերում կատարել ռեժիմների, տեխնոլոգիական (այդ թվում տեխնիկական և չափագիտական) կորուստների հաշվարկ, ինչպես նաև ստանալ տարրեր էլեկտրատեղակայի հաշվեկշիռներ ցանցի ցանկացած հատվածներում և ողջ ցանցում:

Բաշխիչ ցանցերը ըստ ռեժիմային և սխեմայական առանձնահատկությունների և հաշվարկների ելակետային տվյալների հա-գեցվածության բաժանվում են 35 կՎ, 6-10 կՎ, և 0.38 կՎ ցանցերի:

Եզված լարման ցանցերում էլեկտրամատակարարման հաստատված ռեժիմի փոխարինման սխեմաները կոնսուրներ չեն պարունակում, հետևաբար, որպես հաշվարկային միավոր ընդունվում է ցանցի առանձին սնման ուղղությունը, որտեղ կորուստների հաշվարկը կատարվում է մնացած ուղղություններից անկախ:

Էլեկտրամատակարարման սխեման համակարգչային բազայում ներկայացվում է էլեկտրասնման ուղղության (տեղամասի) կառուցվածքով (տոպոլոգիայով), դրա ճյուղերի հաջորդական գրառմամբ ըստ տեղաբանական դիրքի: Համակարգչային տվյալների բազայում կազմվում է 0.38- 35 կՎ ցանցերի յուրաքանչյուր ուղղության (ծառի) հանգույցների ցանկը, հանգույցներում միացված բոլոր առաջնային շղթայի տարրերի գրառումով:

Բաշխիչ ցանցերի տվյալների համակարգչային բազայի ցուցանիշները տրված են աղ 1-ում:

h/h	Ցանցային լարումը, կՎ	Սնման ուղղություն, հատ	Հանգույցների թիվ, հատ
1	35	170	616
2	6-10	1608	16566
3	0.38	31849	159186

Յուրաքանչյուր հաշվարկային ժամանակահատվածի (ամիս) համար որպես ելակետ օգտագործվում են էլեկտրական ցանցի պարամետրերի և էլեկտրահաշվիչներով որոշված էլեկտրատեղակայի քանակի մասին տվյալները (ակտիվ էներգիայի հաշվիչների ցուցմունքները):

Էլեկտրատեղակայի «նյութական պատասխանատվության» ինստիտուտի ներդրումից հետո հաշվարկները կատարվում և արդյունքները ներկայացվում են ըստ նյութական պատասխանատուների: Յուրաքանչյուր հաշվետու ամսում կատարված հաշվարկների արդյունքները ներկայացվում են բաշխիչ ընկերություններին, որոնք օգտագործվում են էլեկտրատեղակայի կորուստների հաշվետվության մեջ, ինչպես նաև էլեկտրատեղակայի կորուստների պլանավորման և էլեկտրական ցանցերի կորուստաբեր տարրերի բացահայտման և կորուստների նվազեցման միջոցառումների մշակումների մեջ:

КАЧЕСТВЕННАЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

А.Харазян
Инст. Энергетика/

Задача повышения энергоэффективности электроэнергетики является одной из важнейших. В различных сферах электроэнергетики задачи повышения энергоэффективности преследуют различные цели: в сфере производства основная цель заключается в снижении потребления первичных ресурсов на единицу отпущенной продукции, в сфере передачи и распределения - в снижении потерь энергии в электрических сетях, в сфере потребления - в снижении расходов электроэнергии на производство единицы продукции.

Однако, в конечном счете, решение всех этих задач приводит к одному общесистемному эффекту - снижению расходов первичных энергоресурсов на электростанциях. Таким образом, повышение энергоэффективности приводит к экономии энергоресурсов, т.е. является источником сбережения энергоресурсов. Количественным показателем такого энергосбережения является объем высвобожденных первичных ресурсов, которые обладают рядом бесспорных преимуществ:

- энергосбережение в количественном отражении является собственным (местным) энергоресурсом, способствующим повышению энергетической независимости государства;
- энергосбережение с экологической точки зрения является абсолютно "чистым" энергоресурсом и, в связи с этим, может придать любому экономически оправданному проекту большую финансовую привлекательность.
- энергосбережение является источником энергоресурсов, который не облагается различными налогами.

Повышение энергоэффективности и сбережение ресурсов - естественное стремление любых субъектов ЭЭС в условиях конкурентных рыночных отношений, поскольку приводит к увеличению прибыли.

Для технической, экономической и финансовой оценок того или иного проекта по энергосбережению, необходимо прежде всего иметь представление о возможностях энергосбережения, т.е. о его потенциале. Поскольку количественная оценка энергосбережения в конечном счете сводится к понятию первичных энергоресурсов, то разумно было бы прибегнуть к тем критериям, которые используются для оценки классических ресурсов. В системе оценок потенциалов водных и топливных ресурсов в основном речь идет о трех категориях: теоретический, технически доступный и экономически доступный:

- Под теоретическим потенциалом подразумевается максимально возможный объем ресурса, который может быть использован в идеальных условиях;
- Технически доступный потенциал определяется возможностями современной техники по использованию водных ресурсов или извлечению топливных ресурсов;
- Экономически доступный потенциал является той частью технически доступного, использование которого экономически оправдано.

Эта система оценки потенциалов классических ресурсов может быть использована и для оценки потенциала энергосбережения.

На характерном примере конденсационной парогенераторной ТЭС можно дать интерпретацию этой системы оценок. Основными критериями эффективности ТЭС являются ее КПД или удельный расход условного топлива, которые взаимосвязаны следующими отношениями:

$$b_y = 0,123/\eta_{ТЭС}, \text{ кг у.т./кВтч. } b_{y,н} = 0,086/\eta_{ТЭС}, \text{ кг н.э./кВтч. } (1)$$

Очевидно, теоретический предел эффективности преобразования тепла топлива в электроэнергию определяется КПД цикла Карно, т.е. когда $\eta_{ТЭС} = \eta_k$. При этом, все остальные КПД, как-то котла, электрогенератора и пр., принимаются 100%. Со временем КПД η_k может расти, поскольку изменяются параметры пара по мере развития энергетики. На рис. 1 эта тенденция отражена лишь качественно.

Реальные ТЭС работают, как правило, по циклу Ренкина, КПД которого, при равных параметрических условиях, ниже: $\eta_p < \eta_k$. Уровень технического развития определяет также величины КПД оборудования ТЭС, которые ниже 100%. Соответствующая кривая на рис.1 характеризует изменение η_p во времени.

Динамика фактической эффективности конкретной ТЭС отражена соответствующей кривой, которая, в отличие от предыдущих, имеет убывающий характер, т.к. по ходу эксплуатации, эффективность оборудования обычно снижается.

Теоретический потенциал энергосбережения на ТЭС определяется отрезком между кривыми η_k и $\eta_{\text{ф}}$, т.е. отрезком $\Delta\eta_{\text{кф}}$. Очевидно, в топливном выражении этот потенциал может быть оценен следующим образом:

$$\Delta B_T = 0,123 \cdot \Delta\eta_{\text{кф}} \cdot E_{\text{год}} / \eta_{\text{ф}} \cdot (\eta_{\text{ф}} + \Delta\eta_{\text{рф}}), \quad (2)$$

где $\Delta\eta_{\text{кф}} = \eta_k - \eta_{\text{ф}}$ - разница между теоретическим и фактическим КПД ТЭС (см. рис.1).

$\eta_{\text{ф}}$ - фактический (действительный) КПД ТЭС,

$E_{\text{год}}$ - годовой отпуск электроэнергии со станции.

Аналогичным образом можно определить технически и экономически доступные потенциалы. Необходимо только в выражении (2) заменить $\Delta\eta_{\text{кф}}$ соответствующими значениями $\Delta\eta_{\text{рф}}$ и $\Delta\eta_{\text{эф}}$.

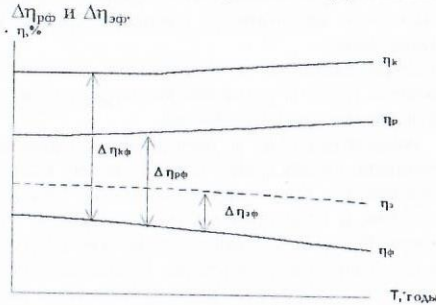


Рис. 1. К понятиям теоретического и доступных потенциалов.

Таким образом, освоение лишь части технически доступного потенциала энергосбережения может быть экономически оправдана.

Такие понятия можно также отнести к любому энергетическому объекту, лишь с той разницей, что в каждом конкретном случае оценка потенциалов будет оперировать конкретным параметром (потери мощности или энергии, механические, электрические КПД и пр.)

ՉԱՄՊԱԿՏ ԽՄԲԵՐՈՎ ՏԵՂԱԴՐՎԱԾ ԻՆՂՈՎԿՑԻՈՆ ՅԱՇՎԻՉՆԵՐԻ ՓՈՒՍԱԴՐՈՒՄԸ ԲԱԶՄԱՍԱԿԱԳՆԱՅԻՆ ՅԱՇՎԱՐԿԻ

Ս. Արեյան, Ռ. Արեյան
(Լազերային տեխնիկա ՓԲԸ)

Յայտնի է, որ ներկայումս էլեկտրաբաշխիչ ցանցերում խոշոր պորբեմներից մեկն է բազմասակագնային հաշվարկի կազմակերպումը: Այն պահանջում է զգալի միջոցներ միասակագնային ինդուկցիոն հաշվիչները, որոնք կազմում են Յայաստանի Յանրապետության հաշվիչների ընդհանուր քանակի մեծ մասը, ժամանակակից էլեկտրոնային բազմասակագնային հաշվիչներով փոխարինելու համար: Այդպիսի միջոցների պակասը, ինչպես մատակարարողի, նույնպես և սպառողի մոտ հարցի լուծումը երկարաձգում է տարիներով:

Սույն առաջարկը նպատակ ունի, օգտագործելով, գուցե և առաջիկա մի քանի տարվա հաշվով, ինդուկցիոն հաշվիչների ներկա պարկը և դրանց, մեծ մասամբ, խմբակային կոմպակտ տեղադրվածությունը (առանձնապես քաղաքներում), դրանցով կազմակերպել բազմասակագնային հաշվարկ միջոցների մի քանի տասնյակ անգամ փոքր ներդրումով և շատ կարճ ժամկետներում:

Առաջարկի տեխնիկական հիմքն են հանդիսանում հետևյալ ուսումնասիրված փաստերը
- այդ հաշվիչները (ինչպես միաֆազ, այնպես էլ եռաֆազ) մեծ ճշտությամբ պահպանում են սկավառակի պտտման արագության (հզորության) և լարման փաթույթին տրվող լարման միջև ուղղագծային կապը անգամ լարման մոտ երկու անգամ նվազ արժեքի դեպքում, ընդ որում վերջին դեպքում լրացուցիչ սխալները չեն գերազանցում + 2% [1,2]
- հաշվիչների լարման և հոսանքի (ֆազային) սեղմակները՝ դրանց ավանդական օգտագործման դեպքում, միացած են միջակապով, որն ըստ ստանդարտի պահանջի անջատովի է [3]:

Վերը նշված փաստերը հնարավորություն են տալիս հաշվիչների կոմպակտ տեղադրված խմբերում անջատելով լարման մուտքերը ֆազայինից, դրանց միացնելով իրար ըստ ֆազերի և այդ խմբերին ցածր սակագնի ժամերին տալով համապատասխան ֆազի լարումից այնքան անգամ փոքր լարում, որքան անգամ ցածր սակագինը փոքր է ամենամեծից, ապահովել ցածր սակագնի անուղղակի հաշվառումը վճարը միշտ կատարելով ամենաբարձր ցերեկային սակագնով:

Լարման ֆազային իջեցուցիչների ամենահարմար տեսակը ավտոտրանսֆորմատորն է: Այդ ռեժիմում լարման փաթույթների ծախսած լրիվ հզորությունը չի անցնում 3 ՎԱ-ից, հետևաբար, օրինակ, մեկ ֆազին միացած 10 լարման փաթույթների ընդհանուր հզորությունը չի անցնում 30 ՎԱ-ից, որի շնորհիվ փոքր են ավտոտրանսֆորմատորի գաբարիտները:

Փոխանջատումները կարող են կատարվել մեկ ռելեի միջոցով (օրինակ PII-21 տիպի), որը ղեկավարվում է քայների կողմից: Վերջինս պարզագույն էլեկտրոնային սալի է:

Վերը նշվածից հետևում է, որ սարքը շատ պարզ է կառուցվածքով, զրավում է մոտ 1 հաշվիչի ծավալ և կարող է տեղադրվել հաշվիչի տեղում ղեկավարելով մոտ 30 հաշվիչներ: Կղեկավարվեն նաև եռաֆազ հաշվիչները, եթե այդպիսիք կան:

Ինչ վերաբերում է նրան, որ հաշվիչի ցուցմունքը ներկայացնում է «բերված 1-ին սակագնին կվտծ» և սպառումը չի տարաբաշխված ըստ սակագների, ապա անհրաժեշտության դեպքում կարելի է տեղադրել ընդհանուր (օրինակ, շենքի, խմբի) բազմասակագնային հաշվիչ սպառած ընդհանուր քանակը ըստ սակագների տարաբաշխելու նպատակով: Առաջարկի զգալի արդյունավետությունը ներկայացնենք հետևյալ մոտավոր հաշվումներով:

- Ընդունենք
 - մեկ միջին սպառողի ամսական սպառումը 240 կվտծ
 - երկսակագնային ռեժիմ I ժ. 7.00 - 23.00 : 25 դրամ
 - II ժ. 23.00 - 7.00 - 15 դրամ
 - II սակագնով մեկ սպառողի սպառումը ~ 240:3=80 կվտծ
 - բազմասակագնային հաշվիչի գինը՝ 24000 դրամ:
- Յաշվենք, քանի ամսում կփոխհատուցվի բազմասակագնային հաշվիչի գինը, այսինքն, քանի ամսից հետո դրա շահագործումը կդառնա շահավետ:
 - 1 կվտծ-ում տնտեսումը՝ 25-15 = 10 դրամ
 - 1 ամսում տնտեսումը՝ 80x10 = 800 դրամ
- Փոխհատուցելիությունը 24000 : 800 = 30 ամիս, 2.5 տարի, որը զգալի մեծ թիվ է: Լույնիակ եթե II ռեժիմով սպառումը = 120 կվտծ, ապա դժվար չի հաշվել փոխհատուցումը կլինի ~1.7 տարի հետո:

2. Ըստ առաջարկի, պետք է լրացուցիչ սարքավորում տեղադրվի հաշվիչների տուփերում: Ընդունենք հաշվիչների քանակը 15:
Ըստ մոտավոր հաշվումների, սարքի գինը չի գերազանցի 15000դրամը:
Լրացուցիչ ծախսերը 1 սպառողի հաշվով՝ 15000 : 15 = 1000 դրամ:
Փոխհատուցելիությունը՝ 1000 : 800 = 1,25 ամիս:

3. Յաշվումներից պարզ է, որ արդյունավետությունը զգալի է:

Սպառողները, վճարելով անհամեմատ փոքր (հաշվիչի գնի համեմատ՝ 20-30 անգամ) գումար, որը փոխհատուցվում է հաշված ամիսներում (1-2, ի տարբերություն հաշվիչ գնելու դեպքի՝ 1.5-2 տարի) ևս պահովվում են բազմասակագնային հաշվառքով էլեկտրա-

էներգիայով: Այդ պատճառով էլ այդպիսի սարքավորման ներդրումը լիովին ընդունելի է բնակչության կողմից: Ստավոր հաշվումներով 33 տարածքի բնակելի շենքերում առաջարկ կարելի է ներդնել հաշված ամիսների ընթացքում:

Առաջարկն արտոնագրված է «Հայարտոնագրի» կողմից, որպես օգտակար մոդել [4]:

Առաջարկի օգտագործումը, համենայն դեպս մինչև բազմասակազմային հաշվիչների մասսայական տեղադրումը, որն ամենայն հավանականությամբ, կտևի ոչ թե ամիսներ, այլ տարիներ, շահավետ է բնակչությանն ու պետությանը, այսինքն հասարակականորեն օգտակար է:

1. Вострокнутов Г. "Электрические счетчики и их эксплуатация", М., Л., 1959, стр. 74.
2. Илюкович А. "Электрические счетчики. Теория, расчет, конструкции", М., 1963, стр. 166, 167.
3. ГОСТ 6570-75, п. 1.27.
4. 33 Արտոնագիր 33 Ա «Էլեկտրաէներգիայի բաշխիչ չափիչ սարքավորում», օգտակար մոդել:

**ԲԱՐՉՐ ԼԱՐՄԱՆ ՏԵԽՆԻԿԱՅԻ ԽՆԴԻՐՆԵՐԸ 33 6-220 կՎ ԷԼԵԿ-
ՏՐԱԿԱՆ ԿԱՅԱՆՆԵՐՈՒՄ, ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐՈՒՄ, ՑԱՆՑԵՐՈՒՄ և
«ԿԱՅԾԱԿ ԲԼՏԻ» ՓԲԸ ԱՆԵԼԻՔՆԵՐԸ ԳԻՏԱԴԵՏԱԶՈՏԱԿԱՆ,
ԿՈՆՍՏՐՈՒԿՏՈՐԱԿԱՆ և ԱՅԼ ԱՇԽԱՏԱՆՔՆԵՐԻ ՈՒՂՈՒԹՅԱՄԲ**

*Ս. Կարապետյան, Վ. Կարղազարյան, Գ. Այվազյան
/Կայծակ/ ՓԲԸ*

Հայտնի է, որ 33 էներգետիկայի, Արդյունաբերության և առևտրի նախարարությունների և այլ ծյուղային ձեռնարկությունների 6-220 կՎ էներգաօբյեկտների էլեկտրասարքավորումները /ԷԱ/ ենթարկվում են ամպրոպային, կոմուտացիոն, աղեղային, ֆեռոռեզոնանսային գերլարումների ազդեցությանը: Այդ պատճառով բարձր լարման ԷԱ /ուժային և չափող տրանսֆորմատորների, կաբելների, օդային և յուղային անջատիչների, պտտվող մեքենաների և այլի/ նորմալ շահագործման անհրաժեշտ հուսալիության ապահովման համար, համաձայն համապատասխան նորմատիվների, էլեկտրոլ գերլարման հնարավոր տեսակներից և ԷԱ մեկուսացման ամրությունից մշակվում և շահագործվում են գերլարումներից ԷԱ մեկուսացման պաշտպանության համակարգեր, օգտագործելով պահանջվող պաշտպանիչ և թողունակության պարամետրերով պարպիչներ: Այդ պատճառով, ԷԱ երկարատև 20-40 տարվա աշխատանքի պայմանների լուսաբանումը, նրանց մեկուսացման ծերացման-մաշվածության հետ միասին, հանդիսանում են խիստ առեօրակյան կարևոր անհրաժեշտություն էներգաօբյեկտների շահագործման պահանջվող հուսալիության ապահովման համար: Նամանավանդ, որ այդ պայմաններում ծերացած են նաև թերություններով հայտնի 6-220 կՎ ավանդական փականային պաշտպանիչ պարպիչները և գործում են միայն ամպրոպային գերլարումների ժամանակ: Ոչ պակաս կարևոր հարց է 6-220 կՎ յուղային և օդային անջատիչների երկարատև շահագործումից մաշված, ոչ պատշաճ ձևով ժամանակին չկատարվող պրոֆիլակտիկ փորձարկումները յուղափոխանակումներով, նրանց կոմուտացիայի ընթացքում առաջացնում են անթույլատրելի ինտենսիվ կրկնվող վառքեր /повторные зажигания/ առաջացնելով ավելի մեծ հաճախությամբ և ամպլիտուդով կոմուտացիոն գերլարումներ: Այսպիսով նորմալ աշխատանքի և գերլարումների ժամանակ ծերացած ԷԱ-երի օգտագործման ընթացքում վերջինների վնասվածքների քանակությունը անհամեմատ շատանում է: Այս պայմաններում հատկապես ավելանում է միաֆազ հողակցումների քանակությունը լրացուցիչ ավելացնելով 6-35 կՎ մեկուսացված չեզոքով ցանցերում աղեղային, կոմուտացիոն գերլարումների, իսկ 110-220 կՎ ցանցերում- կոմուտացիոն գերլարումների ազդեցությունը: Նշված պայմաններում բարձրանում է նաև վթարների քանակությունը ամպրոպային գերլարումների ազդեցություններից: Այս իրավիճակում ԷԱ-երի վնասվածքների անալիզը և դասակարգումը

չնայած իր կարևորությանը դառնում է բարդ, պրոբլեմատիկ հարց և միշտ չէ, որ կատարվում է պահանջվող մակարդակով:

Այսպիսով, ներկա պայմաններում 6-220 կՎ էներգաօբյեկտների շահագործման հուսալիության բարձրացման և վթարների նվազեցման համար պահանջվում է էլեկտրոլ ԷԱ մեկուսացման կոորդինացիայի պահանջներից, հարցի որոշման նորովի մոտեցում: Մի կողմից պետք է որոշել սպասելիք ներագող հնարավոր գերլարման տեսակների պարամետրերը, պաշտպանիչ գերլարման սահմանափակիչ /ՕՄԻ/ վրա նրանց էներգետիկ ազդեցությունները, մյուս կողմից ընտրել պահանջվող պայմաններով, նորագույն ցինկ-օքսիդային, միջազգային նորմերին համապատասխան ՕՄԻ-ներ: Տվյալ դեպքում, էլեկտրոլ 33 ծանր փիճակից, բացառվում է նոր ԷԱ երի ձեռք բերումը և առաջ է քաշվում ծերացած ԷԱ-երի շահագործման տևողության երկարացման հարցը:

Էներգաօբյեկտների շահագործման հուսալիության երաշխիք է նաև ԷԱ մեկուսացման երկարատև ծամանակակից անտորոշումները, որտեղ մեկուսացման պարամետրերի /մասնակի պարպումներ, էգծ, և այլն/ ստացված դինամիկ բնութագրերով որոշվում է տվյալ սարքի վերանորոգման կամ փոխման ժամկետը, խուսափելով ծանր վթարներից և ֆինանսական լրացուցիչ ծախսերից: Ընդդրում արտասահմանում նման անտորոշումները լայն կիրառություն են ստացել: Պետք է նշել, որ լրացուցիչ վթարներից խուսափելու համար վերջին ժամանակներում արտասահմանում և ԱՊՀ երկրներում էներգաօբյեկտների հողանցման դիմադրությունների պահանջվելիք փորձաքայմ ծեծությունները խիստ հսկողության տակ են:

«Կայծակ ԲԼՏԻ» ՓԲԸ- հազեցված հզոր լաբորատորիաներով մինչև 3,5 մլն. 4 ինպուլսային և 1,5 մլն. 4 փոփոխական հոսանքի 50 Հց լարումներով, զբաղվում է նշված ԲԼՏ հիմնական հարցերով, տալով գործնական ներդրման առաջարկություններ: Վերջին տարիներում 6-35 կՎ ցանցերում, հոսանք սահմանափակող ռեակտորների առկայության և բացակայության դեպքերում «Կայծակը» մշակել և գործնականապես կիրառում է հատուկ հաշվարկային ծրագրով միաֆազ հողանցումների դեպքում առաջացած աղեղային գերլարումներից ԷԱ մեկուսացման պաշտպանության համակարգեր, նախատեսված նրանցում ցինկօքսիդային ժամանակակից պարպիչներ-սահմանափակիչներ /ՕՄԻ/, էլեկտրոլ տվյալ ցանցի գերլարումը բնութագրող հիմնական A, C, R/ պարամետրերից, օպտիմալ քանակությամբ ընտրված ՕՄԻ-երի վրա ներագող գերլարման էներգետիկ ազդեցություններից: Հիշյալ սահմանափակիչներից «Կայծակը» մշակել և պատրաստել է 6-35 կՎ ՕՄԻ տիպի առանց կայծային միջակայքի, բարելավված մինչև 40% պաշտպանիչ բնութագրերով, չափակշռային պարամետրերով, պարզ կառուցվածքով սահմանափակիչներ, միջազգային նորմերին համապատասխանող, ավելի էժան և նախատեսված մինչև 2500 ծ. մ. ք. շահագործման համար/ վերջինը հրամայական պահանջ է 33 հիմնական, մինչև 92%, բարձրունքային էներգաօբյեկտների համար/ Մշակվել և կարող է պատրաստվել 110-220 կՎ նույնատիպ, միջազգային նորմերին համապատասխան սահմանափակիչներ արտաքին պոլիմերային կամ ծեծնապակյա մեկուսիչներով:

Սկսած 1991թ. աստիճանաբար տեղադրվել են 6-35 կՎ ավելի քան 700 հատ նշված ՕՄԻ տիպի սահմանափակիչներ 33 Հրազդան ՊՇԷԿ-ում, Սպանդարյան ՀԷԿ-ում, ՀԱԷԿ-ում, մի շարք էլեկտրակայան ցանցերում և մի շարք արդյունաբերական ձեռնարկություններում: Այս սահմանափակիչների 3-9 տարվա շահագործման փորձը ցույց է տվել, որ նրանք մեծ նպաստ են բերում 6-35 կՎ ԷԱ վթարների նվազեցմանը, ինչի մասին վկայում են շահագործողների հաստատող փաստացի տվյալները, ապահովելով հարյուր միլիոնավոր դրամի տնտեսում: Անհրաժեշտ է նշել նաև, որ 6-220 կՎ սահմանափակիչները համեմատաբար ավելի նպաստավոր պայմաններում են ապահովում ԷԱ պաշտպանությունը մթնոլորտային և կոմուտացիոն գերլարումների դեպքում, քանի որ նրանք համեմատաբար փոքր էներգետիկ ազդեցություններ ունեն:

Համաշխարհային փորձը ցույց է տալիս, որ սահմանափակիչների օգտագործումը, նամանավանդ 110 կՎ և ավելի լարումով, բացի շահագործման հուսալիության բարձրացումից, ապահովում են նաև օդային գծերի և ԷԱ չափակշռային պարամետրերի 30-40% իջեցումը:

Բացի նշվածներից 6-220 կՎ սարքավորումների համար ինստիտուտը մշակում է բարելավված էլեկտրակայան բնութագրերով պոլիմերային նորագույն գծային և հիմնային մեկուսիչներ բարձրացված էլեկտրակայան բնութագրերով, որոնք ավելի բարենպաստ են աշխատում մթնոլորտի կեխտուտ պայմաններում: Միջազգային համագործակցության հետ կապված, ինստիտուտը զբաղվում է նաև մինչև 3000 մ. ծ. մ. շահագործման համար 6-500

կվ էլեկտրասարքերի արտաքին մեկուսացման նորմերի ընտրման մեթոդի, հատուկ ստուգումների մշակմամբ, որոնք նույնպես գործնական կիրառում ունեն էներգաօբյեկտներում և նախագծային ինստիտուտներում:

Ասեմբ, որ 1994-1999թթ. ինստիտուտի կատարած աշխատանքների արդյունքները ներկայացվել են 6 անգամ Մոսկվայում «էլեկտրատեխնիկա 2000» և Երևանում «ՓՅԷԿ-97» միջազգային սիմպոզիումներում, տպագրվել են 17 գիտական հոտվածներ Մոսկվայի և ԳՀ Ազգային Ակադեմիայի կենտրոնական մամուլներում:

Այսպիսով ԳՀ էներգաօբյեկտների արդի վիճակից ելնելով, շահագործման հուսալիությունը պատշաճ վիճակում ապահովելու համար «Կայծակը» էներգաօբյեկտների հետ համագործակցելով կարող է կատարել վերը նշված աշխատանքները, որոնց հետ կապված մշակված է «Կայծակի» գիտահետազոտական և կոնստրուկտորական ներդրման աշխատանքների հեռանկարային ծրագիր:

ՀՈՎԱՑՄԱՆ ՀԱՄԱԿՑՎԱԾ ՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐՈՎ ԿԱՅԱՎՈՐՎԱԾ 200ՄԿՏ ԶՁՈՐՈՒԹՅԱՄԲ ԷՆԵՐԳԱԲՆՈՎ ԸՆԿՆԱՏԱՆՔԱՅԻՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ՀԵՏԱՁՈՏՈՒՄԸ
Ո.Սարուխյան, Լ. Չարությունյան

Ինչպես հայտնի է, ՋԷԿ-երի և ԱԷԿ-ների շրջանառության ջրի հովացման արդյունավետությունը բարձրացնելու նպատակով տեխնիկական ջրամատակարարման համակարգերում շատ հաճախ կիրառվում են տարբեր տիպի հովացուցիչներով համակցված համակարգեր: Ընդ որում որպես համակցված համակարգ կարելի է դիտարկել զուգահեռ կամ հաջորդաբար միացված կոնդենսատային հովացման տեղակայանքի և ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչներով ցայտավազանի հովացման համակարգը:

Այսպիսի համակարգ առաջարկված էր Ռոստովի "Ջերմաէլեկտրաէներգետիկա" և Հունգարական "Էներգետիկայի" ինստիտուտների կողմից Հրազդանի ՊՇԷԿ-ի ընդարձակվող մասի 300 ՄՎտ հզորությամբ էներգաբլոկների օդային կոնդենսատային տեղակայանքի ամառային աշխատանքային ռեժիմի արդյունավետության բարձրացման նպատակով:

Հետազոտությունների արդյունքում պարզվեց, որ արտադրվող ջերմափոխանակության տեղակայանքների կիրառումը հովացման համակցված համակարգերում հանգեցնում է մեծ թվով ջերմափոխանակիչների տեղակայման անհրաժեշտության և բարդ կառուցվածքային լուծումների, որն ինքստիմայն նվազեցնում է համակարգի շահագործման հուսալիությունը: Անհրաժեշտ է նշել նաև, որ սերիական արտադրության ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչները նախատեսված են քիչ այլ պայմանների համար և հովացման համակցված համակարգերում դրանց կիրառման համար անհրաժեշտ է կատարել ապարատի կառուցվածքային որոշակի փոփոխություններ: Ուստի, ջերմափոխանակիչների թվաքանակի կրճատման և ՕԿՏ-ի հետ միացման կառուցվածքային լուծումների պարզեցման նպատակով, հովացման համակցված համակարգի համար առաջարկվել է անհատական 2400-ՏԻ տիպի պատենտավորված կրկնակիացված ջերմափոխանակիչ:

Հովացուցիչների միջև շրջանառության ջրի ծախսի բաշխման լավարկումը պայմանավորված է կոնդենսատորի մուտքում ջրի նվազագույն ջերմաստիճան պահպանելու հանգամանքով: Սակայն, քանի որ այդ ջերմաստիճանը կախված է նաև բնակլիմայական պայմաններից, ուստի ակնհայտ է, որ նշված խնդիրը միանշանակ չէ: Հետևաբար, հովացման համակցված համակարգերի նախագծման ժամանակ անհրաժեշտ է նախատեսել շրջանառության ջրի վերաբաշխման հնարավորությունը ըստ օդերևութաբանական պայմանների շահագործման ընթացքում հովացնող ջրի նվազագույն ջերմաստիճան ապահովելու նպատակով:

Խնդիրը կարելի է ձևակերպել հետևյալ կերպ տրված բնակլիմայական պայմանների, կոնդենսատորում հովացնող ջրի Δt ջերմաստիճանային տարբերության, ցայտեցման համակարգի փողրակներից առաջ ջրի l ավելցուկային ճնշման դեպքում որոշել շրջանառության ջրի ծախսի բաշխումը հովացուցիչներին, որի դեպքում շրջանառության ջրի ջերմաստիճանը կոնդենսատորից առաջ կլինի նվազագույնը:

Հիմք ընդունելով Հրազդանի ՊՇԷԿ-ի K-200-130 էներգաբլոկների կոնդենսատային

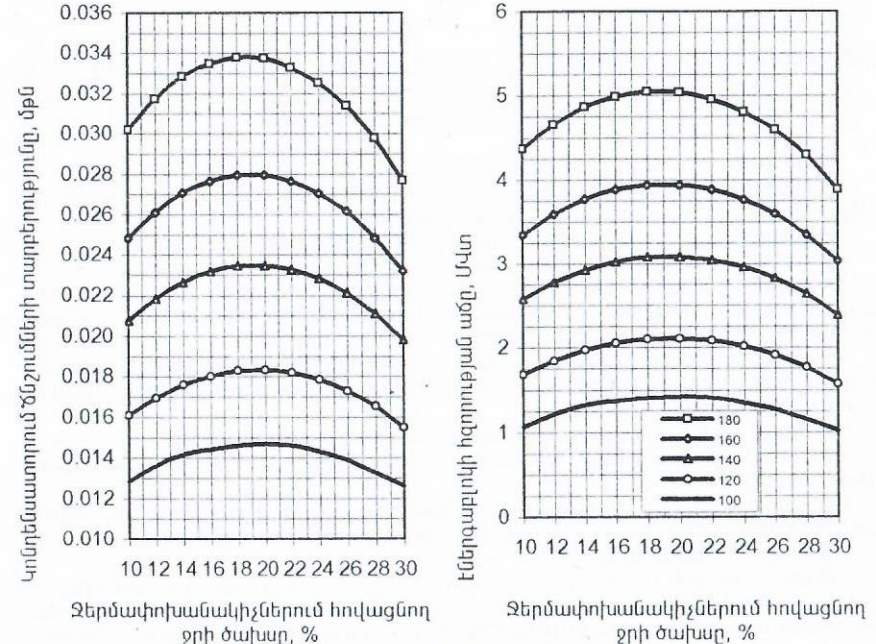
հովացուցիչ տեղակայանքի հաշվարկի մեթոդիկան հովացման համակցված համակարգի հաշվարկի համար մշակվել է համապատասխան հաշվարկային ծրագիր:

Էներգաբլոկների հաշվարկն իրականացված է երկու տարբերակով:
I տարբերակ. էներգաբլոկն աշխատում է «չոր» ռեժիմում, միայն օդային կոնդենսատային տեղակայանքներով,
II տարբերակ. էներգաբլոկն աշխատում է հովացման համակցված համակարգով (օդային կոնդենսատային տեղակայանք և զուգահեռ միացված ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչներով ցայտավազան):

Երկու տարբերակների համար հաշվարկները կատարված են.
ա) արտաքին օդի ջերմաստիճանի 20-ից 30°C արժեքների դեպքում,
բ) էներգաբլոկի հզորության տեխնիկական թույլատրելի նվազագույնից մինչև անվանական արժեքների դեպքում,
գ) քամու 0-ից 9 մ/վ արագությունների համար:

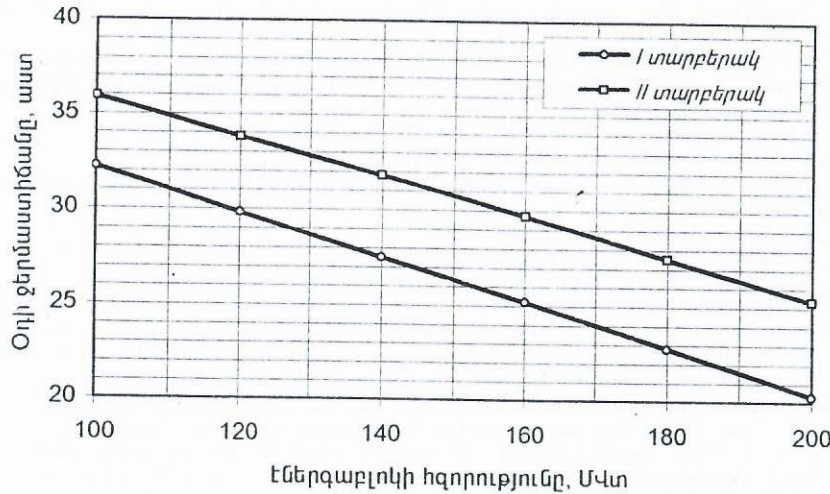
II տարբերակի հաշվարկները կատարված են դեպի ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչներ ուղղվող շրջանառության ջրի ընդհանուր ծախսի 10-ից 30% արժեքների համար:
Էներգաբլոկի աշխատանքային ռեժիմների հաշվարկների արդյունքներից հետևում է, որ ըստ էներգաբլոկի հզորության, արտաքին օդի ջերմաստիճանի և քամու արագության ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչների հովացնող ջրի լավարկված ծախսը կազմում է շրջանառության ջրի ընդհանուր ծախսի 18-ից 22%-ը (ջերմափոխանակիչների հովացման համար ցայտավազանի տեխնիկական ջրի հաստատում ծախսի պայմանների դեպքում):

Նկ 1-ում բերված են ըստ հաշվարկային երկու տարբերակների կոնդենսատորում ճնշումների տարբերության և էներգաբլոկի հզորության նետտո աճի կախվածության գրաֆիկները ջերմափոխանակիչների ջրի ծախսից, օդի ջերմաստիճանի 22°C և քամու արագության 0 մ/վ արժեքների դեպքում:



Նկ. 1
163

Երկու հովազուցիչների միջև շրջանառության ջրի լավարկված բաշխման դեպքում էներգաբալունի անվանական հզորության սահմաափակման ջերմաստիճանը 20.3°C-ից անում է մինչև 25.3°C (նկ. 2):



Նկ. 2

ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅԱՆ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ԲՆԱԳԱՎԱՈՒ ՄԻՆԶԵՎ 2010 Թ. ԶԱՐԳԱՑՄԱՆ ՄԻՏՈՒՄՆԵՐԻ ՔԱՆԱԿԱՎԱՆ ԳՆԱՀԱՏՈՒՄԸ
Ո.Սարուխյան, Ն.Գրիգորյան, Ա.Չառանցյան

- Ուսումնասիրությունը հանտապնդել է հետևյալ հիմնական նպատակները՝
1. Էներգետիկայի տարբեր աղբյուրների /էլեկտրական, ջերմային, գազ և այլն/ պահանջարկի և սպառման կառուցվածքի կանխատեսում:
 2. Էներգիայի սպառման արդյունավետության ցուցանիշների կանխատեսում:
 3. Էլեկտրական և ջերմային էներգիաների արտադրության կանխատեսում:
 4. Էլեկտրաէներգիայի կանխատեսվող պահանջարկի ապահովման համար անհրաժեշտ արտադրական հզորությունների ծավալի և կառուցվածքի գնահատում և զարգացման իրատեսական տարբերակների մշակում:
 5. Էլեկտրաէներգիայի արտադրության առաջարկվող տարբերակների համար անհրաժեշտ ներդրումների ծավալի և շահագործման ու պահպանման ծախսերի կանխատեսում և գնահատում:
 6. Էներգակիրների ներկրման ծավալների և ծախսերի կանխատեսում:
- Վերոհիշյալ նպատակներին հասնելու համար կատարվել են հատկապես վերլուծական աշխատանքները՝
- ա) փորձագիտական վերլուծության է ենթարկվել էներգետիկայի տարբեր աղբյուրների սպառման ծավալների և կառուցվածքի վերաբերյալ նախորդող ժամանակաշրջանի պաշտոնական տեղեկատվությունը,
 - բ) պաշտոնական տարբեր աղբյուրների տվյալների, ինչպես նաև առանձին փորձագետների և մասնագետների գնահատականների համեմատական վերլուծության հիման վրա բացահայտվել են բազմաթիվ տվյալների անճշտությունները ու հակասությունները.

գ) մշակվել են կանխատեսումների համար անհրաժեշտ բազմաթիվ ճշգրտված տվյալներ, որոնք որոշ դեպքերում, զգալիորեն տարբերվում են պաշտոնական տվյալներից,

դ) փորձագիտական վերլուծության և գնահատման են ենթարկվել էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների հետագա շահագործման հնարավորությունները (հետագա ծառայության ժամկետները) և դրա համար անհրաժեշտ նվազագույն ներդրումների պահանջը,

ե) մշակվել են տնտեսական աճի տարբեր սցենարներ, որոնք հիմք են ծառայել էներգետիկայի սպառման կանխատեսումների համար:

ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՎԵՐԱՓՈԽՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆԱՎԵՏՈՒԹՅՈՒՆԸ ԵՎ ԷՔՍԵՐԳԻԱՆ
Ա.Մխիթարյան

1. Էներգիայի փոխակերպման արդյունավետությունը որոշելու և էներգիայի որակը գնահատելու համար այժմ հաճախ օգտագործում են նաև էքսերգիա թերմոդինամիկական (բնութագրական) ֆունկցիան E_x , (տեսակարար մեծությունը e_x): Այն հաճախ կոչվում է նաև տեխնիկական աշխատունակություն և չափվում է էներգիայի այն մասով, որը կարող է փոխակերպվել (էներգիայի մնացած մասը, որը տվյալ պայմաններում համարվում է արժեքազրկված, կոչվում է աներգիա A): Այսպիսով.

$$\Theta = E_x + A \dots (1)$$

2. էքսերգիան միաժամանակ ծառայում է պրոցեսների անհակադարձելիության հետևանքով տեղի ունեցող կորուստների անմիջական չափանիշը: Դիտարկելով մեկուսացված համակարգի արտաքին օգտակար աշխատանքը թերմոդինամիկայի առաջին և երկրորդ օրենքների հիման վրա, ստանում ենք.

$$l' = i - i_0 - T_0(S - S_0) - T_0 \Delta S^* \dots (2)$$

որտեղ i և S -ը 1 կգ մարմնի սկզբնական էնթալպիան է և էնտրոպիան է, i_0 և S_0 -նույն մեծություններն են միջավայրի համար, կՁ/կգ, ΔS^* -էնտրոպիայի փոփոխությունն է համակարգի համար, որը և բնութագրում է պրոցեսների անհակադարձելիության աստիճանը:

Այսպիսով, $T_0 \Delta S^*$ մեծության չափով նվազում է համակարգից սպասվող առավելագույն աշխատանքը (Գյու-Ստոդոլի թեորեմ): Առավելագույն տեսակարար արտաքին աշխատանքի, այսինքն էքսերգիայի համար կարելի է գրել.

$$l'_{\text{տն}} = l_x = i - i_0 - T_0(S - S_0) \dots (3)$$

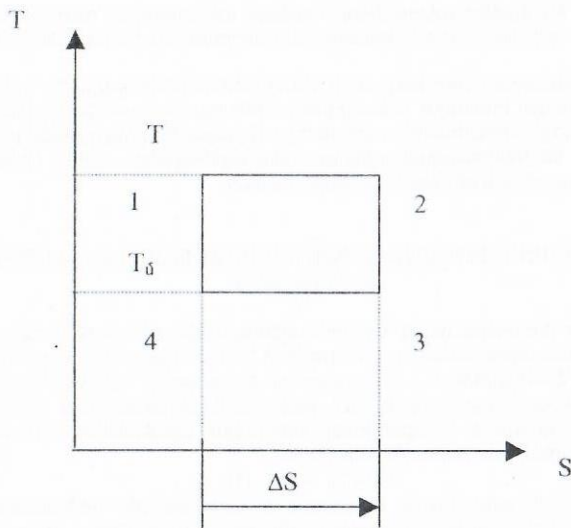
3. էքսերգիային կարելի է տալ նաև գրաֆիկական մեկնաբանություն: էքսերգետիկական դիագրամները օգտագործվում են ջերմային մեքենաների թերմոդինամիկական վերլուծությունն իրականացնելու համար:

4. էքսերգետիկական ՕԳԳ-ն կարելի է որոշել հետևյալ բանաձևով.

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\sum e_x^-}{\sum e_x^+} = \frac{\sum e_x^+ - D}{\sum e_x^+} \dots (4)$$

որտեղ $\sum e_x^+$ և $\sum e_x^-$ համապատասխանաբար պրոցեսի սկզբում և վերջում համակարգի (կամ նրան հաղորդված և նրանից անջատված) էքսերգիաներն են, իսկ D -ն կորուստները, որոնք հավասար են

$$D = \Delta e_x = \sum e_x^+ - \sum e_x^- = T_0 \Delta S^* \dots (5)$$



Այսպիսով, ի տարբերություն էներգիայի, էքսերգիան կախված է ինչպես համակարգի, նույնպես և միջավայրի պարամետրերից: Ի տարբերություն ջերմային ՕԳԳ-ի, այն կարող է հավասարվել և 1-ի:

5. Ցանկացած տեսակի էներգիայի համար

$$e_x = \omega \cdot \Theta \dots \quad (6)$$

որտեղ ω -ն աշխատունակության գործակիցն է:

Մեխանիկական և էլեկտրական էներգիաների համար $\omega = 1$, իսկ ջերմության համար այն կարելի է որոշել հետևյալ բանաձևով.

$$\omega_q = \frac{e_{xq}}{q} = \frac{(T - T_d) \Delta S}{T \Delta S} = 1 - \frac{T_d}{T} \dots \quad (7)$$

որտեղ e_{xq} -ն կատարված աշխատանքն է Կառնոյի հակադարձելի ցիկլում, $q = T \Delta S$ -ը ծախսված ջերմությունն է.

6. ՉԷԿ-երի և ԱԷԿ-երի էներգետիկական շահավետության վերլուծությունը ևս կարելի է կատարել էքսերգետիկական մեթոդներով: Նախ որոշվում են աշխատունակության կորուստները շոգեուժային տեղակայանքի բոլոր հանգույցներում.

- Կաթսայական ագրեգատներ. որոշվում է կաթսան սնող ջրի և մատուցվող ջերմային հոսքի (հնոցից) էքսերգիաները, և ապա՝ աշխատունակության կորուստը $\Delta L^{կա}$:
- Շոգետար խողովակներ. որոշվում է դրանցից դուրս եկող շոգու էքսերգիան և ապա՝ $\Delta L^{շո}$:
- Տուրբոզենեքատոր. որոշվում է տուրբինից դուրս եկող շոգու էքսերգիան և ապա՝ $\Delta L^{տ}$:
- Կոնդենսատոր. որոշվում է այստեղից դուրս եկող շոգու կոնդենսատի էքսերգիան և ապա՝ $\Delta L^{կ}$:
- Սնող պոմպ. որոշվում են մուտք գործող և դուրս եկող ջրի էքսերգիաները, պոմպում ջրի սեղման հե-

տևանքով (տաքացումը սեղման շնորհիվ) նրա էքսերգիայի աճը և ապա՝ $\Delta L^{պ}$:

Էքսերգետիկական հոսքերի դիագրամի օգնությամբ ակնառու երևում են և բոլոր այդ կորուստները, և օգտակար աշխատանքը:

7. Էքսերգետիկական մեթոդի կիրառումը շատ ավելի կարևոր է այն էներգետիկական տեղակայանքների համար, որտեղ միաժամանակ արտադրվում են տարբեր կարգի էներգիաներ, դա հատկապես վերաբերվում է ջերմաէլեկտրակենտրոններին: Համախաճակցված ցիկլերով աշխատող այդպիսի ՉԷԿ-երի ՕԳԳ-ն որոշվում է «թվացող» ճիշտ բանաձևով.

$$\eta_{\text{ՉԷԿ}} = \frac{\Theta + Q}{B \cdot Q_u^p} \dots \quad (8)$$

որտեղ Θ և Q -ն արտադրվող էլեկտրական և ջերմային էներգիաներն են տարվա ընթացքում,

$B \cdot Q_u^p$ -ն ջերմության տարեկան ծախսն է:

Չի կարելի արտադրվող ջերմաքանակին գումարել բարձրորակ էլեկտրական էներգիա, գումարել կարելի է միայն դրանց էքսերգիաները (իհարկե՝ ջերմության էքսերգիան E_{xq} , իսկ էլեկտրականության համար $\Theta = E_{x\Theta}$ և $\omega = 1$):

8. Էքսերգետիկական մեթոդը կարող է լայն կիրառման ենթարկվել և վառելիքաէներգետիկական համալիրի հետ առնչվող տնտեսագիտական հաշվարկների ժամանակ: Բոլոր դեպքերում, երբ պետք է գումարային միջին մեծությունները որոշել օգտագործվող տարատեսակ էներգիաների համար, պետք է խույս տալ անմիջական գումարման սխալ եղանակից: Գումարվում են միայն հավասար էքսերգիա ունեցող էներգիաները (ինչպես գումարվում են տարբեր վառելիքները, նախօրոք վերահաշվարկելով ըստ պայմանական վառելիքի):

ՖԳՆԱԺԱՄԱՅԻՆ ՅՆՅՈՒՄՆԵՐԻՑ ԶԵՐԾ «ՄԱՔՈՒՐ» ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ԶԱՐԳԱՑՄԱՆ ՇՈՒՐԶ Լ. Դուլոյան

1. Էներգետիկական անվտանգության լուրջ խափանումները բերում են, վերջին հաշվով, էներգետիկ ճգնաժամների /ԷՆ/, որոնք կարող են կրել ինչպես տեղական, այնպես էլ համընդհանուր /գլոբալ/ բնույթ՝ ընդգրկելով առանձին երկրամասեր կամ ողջ մոլորակը: Համընդհանուր բնույթի ԷՆ-ի հիմնական պատճառներն են էներգակիրների աճող սուր պակասությունը և դրանց օգտագործման հետ առնչվող էկոլոգիկական լուրջ խնդիրները:

Ինչ ճանապարհով կարող է զարգանալ էներգետիկան առանց երկարատև ու համընդհանուր ճգնաժամային ցնցումների, եթե ընդունենք որ [1]

1. Օրգանական վառելիքի պաշարները հետզհետե սպառվում են և իհարկե չեն վերականգնվում /մեծ պաշարներ ունեցող կարծր վառելիքի «բուսական» ծագման տեսությունը՝ «Բուսականություն → տորֆ → գորշ ածուխ → բարածուխ → անտրացիտ» վաղուց է հերքված/: Այդ վառելիքների երկարատև ու մեծածավալ օգտագործման հետևանքով աճում է CO_2 -ի խտությունը մթնոլորտում և համապատասխան չափով բարձրանում օդի ջերմաստիճանը: Եթե այդ ջերմաստիճանի միջին արժեքը աճի $3\text{-}4^\circ\text{C}$ -ով, մեր մոլորակի կլիման կենթարկվի համընդհանուր աղետալի փոփոխությունների:

2. Միջուկային վառելիքների անվտանգ օգտագործումը հիմնականում կապված է ռադիոակտիվ անվտանգության ապահովման լուրջ ու դժվար խնդիրների լուծման հետ, /այդ բվում բնության աղտոտումը ռադիոակտիվ թափոններից/ Միջուկային վառելիքի (^{235}U) պաշարները ևս սահմանափակ են:

3. Էներգիայի վերականգնվող աղբյուրների շարքում լուրջ տեղ է զբաղում հիդրոէներգիան: Դժվար է սակայն ենթադրել, որ օրգանական ու միջուկային վառելիքների պաշարների սպառման պայմաններում, զարգացող հիդրոէներգետիկական կարող է «փոխարին-

նել» ժամանակակից ողջ էներգետիկային: Արևային էներգիայի բնույթը և նրա օգտագործման այժմյան մակարդակը ենթադրել է տալիս, որ միայն հեռավոր պագայում և միայն առանձին երկրների համար այն կարող է դառնալ հիմնական էներգետիկական բազան:

II. Առաջնային էներգակիրների պաշարի խնդիրը ձգտում են լուծել երկու ճանապարհով՝ ա) Արագ նեյտրոններով աշխատող ռեակտորների օգնությամբ էներգիայի հետ միաժամանակ: Բնական ոչ ռադիոակտիվ ուրանից ^{238}U ստացվում է արհեստական միջուկային վառելիք ^{239}Pu :

բ) Ջերմամիջուկային սինթեզի /ՋԱՄ/ օգնությամբ ստացվում է նոր էներգակիր բարձր ջերմաստիճանային պլազմա: Դա նյութի գոյության 4 ազդեցատային վիճակն է $T > 10^4$ պայմաններում և բնութագրվում է էներգետիկական ամենաբարձր ցուցանիշներով:

III. Ջերմամիջուկային ռեակտորում սինթեզը /ռեակցիան/ իրականացվում է բարձր ջերմաստիճանների պայմաններում: Այսպես «միայն» 100 միլիոնի ջերմաստիճան է պահանջվում ջրածնի Դեյտերի D ծանր և տրիտի T գերծանր իզոտոպների օգնությամբ դեկավարվող ՋԱՄ-ը իրականացնելու համար



որտեղ ստացվում է հելիում-4 միջուկը, n նեյտրոնը և 17.6 ՄեՎ էներգիա, ընդ որում վերջինս զգալի մեծ է քան ^{235}U -ի տրոհման էներգիան /զանգվածի մեկ միավորի հաշվով/:

Այդ սինթեզի համար պահանջվող «վառելիքներից» D-ի պաշարները ջրում գործնականորեն անսպառ են, իսկ T-ի պաշարները /խտությունը ջրում/ անչափ: ՋԱՄ-ի համար անհրաժեշտ քանակությամբ T-ն ստացվում է ռեկտորում, լիթիումի միջուկները նեյտրոններով ճառագայթելու օգնությամբ



Հաշվարկները ցույց են տվել, որ D+T ՋԱՄ-ի օգնությամբ ջերմամիջուկային էներգետիկայի զարգացման համար պահանջվող Li-ի պաշարները կբավարարեն մեր մոլորակին ընդամենը 100 տարի [3]:

Հաճախ տոկոսակի տիպի խոշոր տեղակայանքներում ՋԱՄ տեղի է ունենում միայն թեթև D իզոտոպների միջև D+D, այսինքն խուսափում են ռադիոակտիվ Դիզոտոպներից: Սակայն ՋԱՄ-ն ընթացում է մեծ դժվարությամբ և փոքր ինտենսիվությամբ [2]:

Նեյտրոնային ճառագայթափառման հետևանքով, նույնիսկ իսկ բարձրորակ պողպատները դառնում են փխրուն, մինչև իսկ վերածվում փոշու: Ուստի ջերմամիջուկային ռեակտորների համար կարևոր խնդիր է դառնում մետաղի ընտրությունը:

IV Ռադիոակտիվ T իզոտոպներից կարելի է ազատվել, եթե /1/ ջերմամիջուկային ռեակցիայի փոխարեն իրականացվի հետևյալ ռեակցիան



որտեղ ազատվող 18.3 ՄեՎ էներգիայից 3.6 ՄեՎ հաղորդվում է հելիումի միջուկին (${}^4\text{He}^{++}$), իսկ մանացածը՝ պրոտոնին P: $D+{}^3\text{He}$ փոխազդեցությունը դժվարությամբ է իրացվում, և սինթեզի առավելագույն արագությունը ստացվում է 800 միլիոն ջերմաստիճանի պայմաններում: Պլազմայի թերմոդինամիկայի հաջողությունները թույլ են տալիս հանել և պահպանել այդչափ բարձր ջերմաստիճաններ:

V. Դժվար է լուծել հելիում-3-ի խնդիրը: Մեր մոլորակի վրա հելիումի իզոտոպային կազմն է յուրաքանչյուր միլիոն ատոմ հելիում-4-ին հասնում է 140 ատոմ հելիում-3: Վերջինիս թեթև ատոմներին, ի տարբերություն ջրածնի ատոմների, ուրիշ նյութերի հետ համարյա միացություններ չեն կազմում և արագ անցնում են տիեզերական տարածություն: Դրանք կարելի է գտնել հրաբխային զագերում և գազային հանքատեղերում /հիմնականում ${}^4\text{He}$ /: Մինչև այժմ երկրի ընդերքից հաջողվել է ստանալ ընդամենը 300 կգ ${}^3\text{He}$: Վերջինիս համար «կարևոր աղբյուր» կարող են հանդիսանալ իրենց «ծառայության» ժամկետը լրացած ջերմամիջուկային /ջրածնային/ ռումբերը:

Հելիում-3-ի ընդհանուր պաշարները կազմում են հազիվ 600 կգ, որը կբավարարի միայն մի քանի փորձնական ՋԱ ռեակտորների փորձարկումների և կարգաբերման համար [3]:

VI Արևի, ինչպես և մյուս աստղերի ներսում, նյութը գտնվում է պլազմայի վիճակում, որի անսահման պաշարի էներգիայից միայն չնչին մասն է հասնում մեր մոլորակի մակերեսին: Արևի խորը ընդերքում տեղի ունեցող ջերմամիջուկային ռեակցիաների $D+P \rightarrow {}^3\text{He} /4/$, հետևաբար միլիարդ տարիների ընթացքում մոտ միլիոն տոննա հելիում-3 է կուտակվել լուսնի մակերևույթի վրա /արևային «քամու» հաշվին/:

VII. Լուսնային հելիումի այդ պաշարները հնարավոր կդարձնեն մեր մոլորակին, հագարից ավելի տարիներ հաստատուն «ջերմամիջուկային էներգիայի տիրապետություն»: Ամերիկյան ֆիզիկոսները, վերլուծելով այդ պաշարները լուսնից երկիր տեղափոխելու գաղափարը, հատուկ հաշվարկային մեթոդի օգնությամբ փորձեցին հիմնավորել որա իրականացման հնարավորությունը և էներգո-տնտեսական արդյունավետությունը [3]:

Գործնականորեն երկի դեռ ոչինչ չի արված, սակայն ապացուցված է էներգիայի հավիտենական և էկոլոգիապես մաքուր աղբյուրի գաղափարը, որը իրականացվի, իհարկե, ոչ մոտ ապագայում:

Գրականություն

1. Моргулова Т. X.- Атомные электрические станции, М.: 1984.
2. Воронеж Г. С.- Топливо с луны. // Химия и жизнь. N2, М.: 1992.
3. Դուլոյան Լ.Տ. - ՀՀ էներգետիկան անվտանգությանը նպաստող գործոնները, էներգետիկ միջազգային գիտաժողով, զեկուցումների ժողովածու, Երևան 1998

ԵՐԵՎԱՆԻ ՋԵՐՄԱՄԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐՈՒՄ ՋԵՐՄԱՅԻՆ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԵՎ ՎԱՌԵԼԻՔԻ ՔԱՆԱԿՈՒԹՅԱՆ ՊԼԱՆԱԿՈՐՈՒՄԸ ԱՐՏԱՔԻՆ ՕԴԻ ՋԵՐՄԱՍՏԻՃԱՆԻ ԳՇՉՐԻՏ ԳԱՎՀԱՏՄԱՆ ՄԻՋՈՑՈՎ

Ս. Պապիկյան, Ե. Դարությունյան, Ս. Պապիկյան

Ջեռուցման համակարգերի արդյունավետ շահագործման համար կարևոր նշանակություն ունի բնակլիմայական պայմանների, առավել ևս արտաքին օդի ջերմաստիճանի ճիշտ հաշվառումը: Երևան քաղաքում կան բազմաթիվ ջեռուցման կաբսայատներ, որոնք գտնվում են քաղաքի տարբեր մասերում: Արտաքին օդի ջերմաստիճանը քաղաքի հարավային և հյուսիսային մասերում օրվա միևնույն ժամին իրարից կարող են տարբերվել 3-ից 5 աստիճանով: Հետևաբար, ջերմամիջուկային խնդիրների հետ կապված, անհրաժեշտություն է առաջանում հաշվի առնել այս հանգամանքը: Այդ առումով առաջարկվում է Երևան քաղաքը ըստ բնակլիմայական պայմանների հետ կապված բաժանել երկու գոտու՝ հարավային և հյուսիսային:

Կատարված ուսումնասիրությունները ցույց են տալիս, որ Երևան քաղաքի հարավային մասի համար ջեռուցման շրջանի միջին ջերմաստիճանը կազմում է 0.5°C, իսկ ջեռուցման շրջանի ժամերի թիվը՝ 3336 ժամ: Երևանի հյուսիսային մասի համար ջեռուցման շրջանի միջին ջերմաստիճանը՝ մինուս 0.3°C, ջեռուցման շրջանի ժամերի թիվը՝ 3888 ժամ: Այստեղից երևում է, որ նույն ջերմային բեռի պայմաններում Երևանի հյուսիսային մասում շենքերի ջեռուցման համար ավելի շատ ջերմային էներգիա է հարկավոր, քան հարավային մասի համար:

Քաղաքների բնակարանային կոմունալ տնտեսության ջերմապառման մեջ հիմնական տեղը պատկանում է շենքերի ջեռուցման համար ծախսին, որը կորոշվի հետևյալ բանաձևով՝

$$G_n = [X_g \cdot \eta \cdot (t_g - t_{\text{ա}})] \cdot V_{\text{ա}} \cdot 10^{-3}, \quad \text{մՎտ}$$

որտեղ X_g - շենքի ջեռուցման տեսակարար բնութագիրն է, որը ցույց է տալիս շենքի միավոր ծավալից ջերմային կորուստները միավոր ժամանակում շենքի ներքին և արտաքին ջերմաստիճանների տարբերության միավոր արժեքի պայմաններում, կՎտ/մ³°C, t_g - շենքի ներքին հաշվարկային ջերմաստիճանն է, °C, $t_{\text{ա}}$ - արտաքին օդի հաշվարկային ջերմաստիճանն է, °C, $V_{\text{ա}}$ - շենքի արտաքին ծավալն է, մ³, η - ջեռուցման տեսակարար միջին

բնութագրի վրա տեղի կլիմայական պայմանների ազդեցությունը հաշվի առնող ուղղման գործակից է:

Տարեկան օգտագործման ջերմային էներգիայի քանակությունը կարելի է որոշել հետևյալ ձևով՝

$$G_{in} = G_n \cdot h_0$$

որտեղ h_0 - ջերմային բեռի առավելագույն օգտագործման ժամերի թիվն է, ժամ

Ավնհայտ է, եթե ջերմության առավելագույն բեռը հաստատուն է, ջերմային բեռի առավելագույն օգտագործման ժամերի թիվը կբնութագրի տարեկան բաց թողնված ջերմության քանակի մեծությունը:

$$h_0 = \frac{t_a - t_{a,sp}^*}{t_a - t_{in}} \cdot n_{\varphi}$$

որտեղ $t_{a,sp}^*$ - ջեռուցման շրջանի միջին ջերմաստիճանն է, °C, n_{φ} - ջեռուցման շրջանի ժամերի թիվն է, ժամ:

Շենքի ներքին ջերմաստիճանը կախված է առանձին սենյակների նշանակությունից: Բնակելի շենքերում պետք է լինի 18°C, մանկական, առողջական հիմնարկներում՝ 20°C, ինստիտուտներում, հասարակական շենքերում՝ 16°C և այլն: Հեռանկարային մոտավոր հաշվարկների դեպքում շենքերի ներքին ջերմաստիճանն ընդունում են հավասար 18°C: Տեղադրելով արժեքները բանաձևի մեջ, երևանի հարավային մասի համար կստանանք՝

$$h_0 = \frac{18 - /-0.5/}{18 - /-19/} \cdot 3336 = 1578 \text{ ժամ}$$

Երևանի հարավային մասի համար կունենաք՝

$$h_0 = \frac{18 - /-0.3/}{18 - /-19/} \cdot 3888 = 1923 \text{ ժամ:}$$

Այսպիսով, ջերմային բեռի առավելագույն օգտագործման ժամերի թիվը Երևանի հյուսիսային մասի համար ավելի մեծ է, քան հարավայինի: Ուստի, նույն ջերմային բեռի դեպքում բաղաձիգ հյուսիսային մասում ձմռան ընթացքում ավելի շատ պետք է ջեռուցել:

Գործնական հաշվարկների ժամանակ, շատ հաճախ օգտագործում են °C-օր մեծությունը: Այն կարելի որոշել հետևյալ արտահայտության միջոցով,

$$(t_a - t_{a,sp}^*) \cdot n_{\varphi}$$

Երևանի հարավային մասի համար այս ցուցանիշը կլինի

$$[18 - /-0.5/] \cdot 139 = 2433^{\circ}\text{C օր:}$$

Հյուսիսային մասի համար՝

$$[18 - /-0.3/] \cdot 162 = 2965^{\circ}\text{C օր:}$$

Այժմ շենքերի տարբեր գունարային ծավալների դեպքում Երևանի հյուսիսային և հարավային մասերի համար որոշենք ջեռուցման համար անհրաժեշտ ջերմային էներգիայի և վառելիքի քանակի տարեկան ծախսը:

Կատարված ուսումնասիրությունները ցույց են տալիս, որ Երևանի ջեռուցման համակարգերում կաթսայատների բազայի վրա փոքր և միջին հզորության գազատուրբինային ՋԷԿ-եր ստեղծելու դեպքում, օգտագործելով վերը ստացված տվյալները, կարող ենք տնտեսել ծախսվող էներգիայի մոտ 20 տոկոսը:

ԱՎԱՆԻ ԱՂԻ ԿՈՄԲԻՆԱՏՈՒՄ «ԷՔՍՏՐԱ» ԱՂԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ՇՄԱԿԵՏՈՒԹՅԱՆ ԲԱՐՁՐԱՅՄԱՆ ՈՒՂԻՆԵՐԸ

Ա.Սիմասյան, Մ.Բաղայան, Ա.Չառանցյան Ա.Ներսիսյան

Ավանի աղի կոմբինատը «Էքստրա» աղ արտադրող միակ հիմնարկությունն է Անդրկովկասում և այն շահագործման է հանձնվել 1969 թվականին: Կոմբինատը կառուցվել է

Օղեսայի «Гипрохимпроф» ինստիտուտի կողմից արված նախագծի հիման վրա և ունի 52 հազար տոննա/տարի հզորություն: Ըստ նախագծի «Էքստրա» աղի արտադրությունը իրականացվում է չորս վակուումով աշխատող շոգեմշակման ապարատների միջոցով, որոնք աշխատում են լուծույթի տեղափոխման խառը սխեմայով և երկրորդային գոլորշու հաջորդաբար տեղափոխմամբ:

Ըստ Օղեսայի «Гипрохимпроф» ինստիտուտի նախագծի՝ կոնդենսատի հեռացման պորբլեմը կարգավորելու համար N4 ВПД տիպի տաքացնող կամերան տեղադրված էր առաջին երեք կամերաների նկատմամբ 174 սմ բարձր: Կայանք շահավետությունը բարձրացնելու նպատակով առաջարկվել է N4 տաքացնող կամերան բերել նույն մակարդակի, ինչ որ մյուսները, իսկ կոնդենսատի հեռացման պորբլեմը լուծվում է կամերայում խորը /մինչև 0.18 մթն/ նոսրացում ստեղծելու շնորհիվ: Այս կառուցվածքային փոփոխության շնորհիվ վերանուն են տաքացնող կամերայի անջատումները՝ լվացումներ կատարելու համար, որի հետևանքով պակասում են շահագործման ծախսերը:

Այս կառուցվածքային ձևափոխության շնորհիվ, ըստ իրանների փոփոխվում է տաքացնող գոլորշու ճնշումը և լուծույթի եռման ջերմաստիճանը, որոնք թվային արժեքները բերված են աղյուսակ N1-ում՝

N	Ցուցանիշների անվանացուցակ	Իրան			
		1	2	3	4
I	Մինչ փոփոխություն				
1	Տաքացնող գոլորշու ճնշումը, ՄՊա	2.5	1.2	0.6	0.24
2	Լուծույթի եռման ջերմաստիճանը, °C	115.4	93.1	72.0	51.7
II	Փոփոխությունից հետո				
1	Տաքացնող գոլորշու ճնշումը, ՄՊա	1.85	1.0	0.56	0.18
2	Լուծույթի եռման ջերմաստիճանը, °C	110	90.0	68.0	45.0

Շոգեմշակման կայանի հաշվարկը, ինչպես կառուցվածքային փոփոխությունից առաջ, այնպես էլ հետո, կատարվում է հաշվեկշռային հավասարումներով:

Լուծելով հավասարումների համակարգը ստանում ենք երկրորդական գոլորշու ծախսը /N/ կախված իրանից: Օգտվելով [1,2] բերված ֆիզիկական պարամետրերի թվային արժեքներից, հաշվարկները կատարվել են ինչպես կոնստրուկտիվ փոփոխությունից առաջ, այնպես էլ հետո: Հաշվարկի արդյունքները գետեղված են աղյուսակ N2-ում՝

N		Առաջնային և երկրորդային գոլորշու ծախսը ըստ իրանների, կգ/վ				
		D ₁	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄
1	փոփոխությունից առաջ	2.43	1.96	1.68	1.57	1.62
2	փոփոխությունից հետո	2.23	1.81	1.57	1.5	1.62

Ինչպես երևում է կատարված հաշվարկից, կոնստրուկտիվ, փոփոխության շնորհիվ առաջնային գոլորշու ծախսը պակասում է՝

$$\Delta = \frac{2.43 - 2.23}{2.43} \cdot 100 \approx 8\% - \text{ով.}$$

այսինքն ժամում խնայվում է մոտ 0.7 տոննա առաջնային գոլորշի:

Գրականություն

- 1.Аванский солекомбинат- Реконструкция и увеличение производства соли "Экстра" до 150 тыс. тонн в год. Проект Гом-3 Отчет 572/Э-11-3-1988. Ленинград 104 стр..
- 2.Краснощечков Е. А., Сукомел А. С. Задачник по теплопередаче. М.: Энергия. 1969. 264 с.

ԲԵՏՈՆԵ ԿԱՆԱԼՆԵՐՈՒՄ ՄԻԱԶԻՂ ՈՒԺԱՅԻՆ ԿԱԲԵԼՆԵՐԻ ՄԻՋԼ ԵՂԱԾ
 ՀԵՌԱՎՈՐՈՒԹՅԱՆ ՈՐՈՇՈՒՄԸ

Ռ. Ներսիսյան, Ժ. Սիրզաբեկյան, Լ. Հովհաննիսյան, Ս. Ներսիսյան

Ինչպես հայտնի է ուժային կաբելների աշխատանքի ժամանակ կանալում գտնվող օդը սկսում է տաքանալ: Այս դեպքում անհրաժեշտ է, որ կանալի միջավայրի օդի, ջերմաստիճանի արժեքը չզերազանցի կաբելի մեկուսիչների տաքացման թույլատրելի ջերմաստիճանը: Ելնելով այդ սահմանափակումից պետք է որոշել կանալում միջավայրի ջերմաստիճանի մեծությունը, և նրա բարձր արժեքի դեպքում փոփոխել կանալի չափերը այնպես, որ կանալի օդի ջերմաստիճանը գտնվի թույլատրելի սահմաններում:

Կանալի օդի ջերմաստիճանը որոշելու համար ընդունում ենք, որ կանալում տեղադրված են երեք միաջիղ կաբելներ, որոնք դասավորված են հորիզոնական հարթության վրա: Կաբելների բեռնավորման ժամանակ հոսանքի անցման շնորհիվ նրանցում առաջանում է ջրուլյան ջերմություն, որի հետևանքով կաբելները տաքանում են և հաղորդում ջերմություն կանալի միջավայրին՝ օդին:

Կայունացված ռեժիմի դեպքում յուրաքանչյուր ջիղից անջատվում է q_1 քանակությամբ ջերմություն: Ուստի կանալի օդը ստանում է

$$q = 3q_1 = 3(t_c - t_k) / R_1, \quad (11)$$

որտեղ t_c և t_k - համապատասխանաբար, կաբելի ջիղի և կանալի ջերմաստիճաններն են, $R_1 = R_{ms} + R_{ext}$ - կաբելի մեկուսիչի և նրա արտաքին մակերևույթի վրա՝ ջերմատվության ջերմային դիմադրություններն են:

$$R_{ext} = 1 / \pi \alpha_1 d_c$$

որտեղ d_c - կաբելի արտաքին մակերևույթի տրամագիծն է (մ), α_1 -ը համարժեք ջերմատվության գործակիցն է ($\text{Վտ}/\text{մ}^2 \cdot \text{աստ}$), որը հաշվի է առնում ինչպես կոնվեկտիվ այնպես էլ ճառագայթային ջերմափոխանակությունը, $\text{Վտ}/\text{մ}^2 \cdot \text{աստ}$:

Համարժեք ջերմատվության գործակիցը կարելի է որոշել էմպիրիկ հետևյալ արտահայտություններից [1]

$$\alpha_1 = 9.3 + 0.047(t_c - t_k) + 7.0\sqrt{W} \quad \text{կամ} \quad \alpha_1 = 11.6 + 0.7\sqrt{W},$$

որտեղ W - կանալում օդի շարժման արագությունն է, մ/վ:

Միաջիղ կաբելներից անջատված ջերմությունը, կայունացված ռեժիմում, հեռացվում է կանալից, որը կարելի ներկայացնել հետևյալ արտահայտությամբ՝

$$q = (t_k - t_{gr}) / R_2, \quad (12)$$

որտեղ t_{gr} - գրունտի ջերմաստիճանն է կաբելների տեղադրման h խորության վրա ($^{\circ}\text{C}$),

$R_2 = R_{air} + R_w + R_{gr}$ - կանալի գունարային ջերմային դիմադրությունն է, R_{air} - կանալի պատի մակերևույթի վրա ջերմատվության ջերմային դիմադրությունն է, R_w - կանալի պատի ջերմահաղորդականության ջերմային դիմադրությունն է, R_{gr} - գրունտի ջերմային դիմադրությունն է: Կանալի գունարային ջերմային դիմադրությունը R_2 հաշվելու համար ուղղանկյուն կտրվածք ունեցող կանալը ձևափոխում ենք d_{h1} և d_{h2} համարժեք տրամագծերով խողովակի՝

$$d_{h1} = 4F_1 / P_1, \quad d_{h2} = 4F_2 / P_2,$$

որտեղ F_1, F_2 - ուղղանկյուն կանալի կենդանի հատույթի մակերեսն է, մ^2 , P_1, P_2 - կանալի պարագիծն է: Ուղղանկյուն կանալի կենդանի հատույթի մակերեսը և նրա պարագիծը որոշում են

$$F_1 = a_1 \times b_1, \quad F_2 = a_2 \times b_2, \quad P_1 = 2(a_1 + b_1), \quad P_2 = 2(a_2 + b_2)$$

բանաձևերով, որտեղ a_1, b_1, a_2, b_2 - կանալի եզրային չափերն են

$$a_2 = a_1 + 2S, \quad b_2 = b_1 + 2S$$

S -ը կանալի պատի հաստությունն է, մ:

Ունենալով կանալի d_{h1} և d_{h2} համարժեք տրամագծերը որոշում ենք.

ա) կանալի պատի մակերևույթի վրա ջերմատվության ջերմային դիմադրությունը R_{air} [2]

$$R_{air} = 1 / \pi \alpha_1 d_{h1},$$

բ) կանալի պատի ջերմահաղորդականության ջերմային դիմադրությունը՝

$$R_w = 1 / 2\pi\lambda_w \ln(d_{h2} / d_{h1}),$$

որտեղ λ_w - պատի ջերմահաղորդականության գործակիցն է, $\text{Վտ}/\text{մ}^{\circ}\text{C}$:

գ) հողի ջերմային դիմադրությունը՝ R_{gr} , օգտվելով Ֆորիեյների բանաձևից [2]

$$R_{gr} = 1 / 2\pi\lambda_{gr} \ln(4h / d_{h2}),$$

որտեղ λ_{gr} - գրունտի ջերմահաղորդականության գործակիցն է, $\text{Վտ}/\text{մ}^{\circ}\text{C}$, h - կաբելների տեղադրման խորությունն է, մ:

Օգտվելով վերջին երեք հավասարումներից որոշում ենք R_2 կանալի գունարային ջերմային դիմադրությունը և որից հետո լուծելով (11) և (12) հավասարումները համատեղ որոշում ենք կանալի միջավայրի օդի ջերմաստիճանը.

$$t_k = [(t_c / R_1 + t_{gr} / 3R_2) / (1/R_1 + 1/3R_2)]:$$

Հաշվարկները կատարելու համար կանալի չափերը վերցվում են այնպես, որ ջղերի միջև եղած հեռավորությունները, ինչպես նաև ջղի և պատի միջև եղած տարածությունը լինի ջերմային սահմանային շերտի հաստությանը հավասար: Ջերմային սահմանային շերտի հաստությունը որոշվում է հետևյալ արտահայտությամբ. [2]

$$\delta = 2\lambda_{air} / \alpha_1,$$

որտեղ λ_{air} - կանալի օդի ջերմահաղորդականության գործակիցն է, $\text{Վտ}/\text{մ}^{\circ}\text{C}$:

Ըստ այս չափերի ստացվում են կանալի լայնությունը $a = (3d_c + 6\delta)$, իսկ բարձրությունը $b = (d_c + 2\delta)$, և $S = 2\delta$:

Վերլուծական ուսումնասիրությունը կատարվել է $F = 120$ մմ² հատույթի մակերես ունեցող երեք միաջիղ կաբելներով զետեղված կանալի համար: Հաշվարկ կատարելու համար վերցվել է ջղի մեկուսիչի թույլատրելի ջերմաստիճանը 105°C , գրունտի ջերմաստիճանը 15°C , կանալի չափերը $a \times b = 0.1 \times 0.03$ մ և $S = 0.01$ մ: Ինչպես ցույց են տալիս հաշվարկները, կանալի օդի ջերմաստիճանը կայունացված ռեժիմի դեպքում չի գերազանցում $t_k = 80.8^{\circ}\text{C}$: Մեծացնելով կանալի չափերը օդի ջերմաստիճանը նվազում է:

Ինչպես երևում է նկարներ 4.12 և 4.13-ում բերված կորերից, կանալի չափերի մեծացումը լայնությունը և բարձրությունը կրկնապատկելով օդի ջերմաստիճանը նվազում է կտրուկ, իսկ չափերի մեծացումը բերում է ջերմաստիճանի չնչին նվազեցման, որը և առաջին մոտավորությամբ (սխալանքի մինչև 2% ճշտությամբ) կարելի է ընդունել հաստատուն:

Այսպիսով, կատարված հաշվարկի հիման վրա ուժային կաբելների անցկացման համար նախատեսված կանալի չափերը նպատակահարմար է վերցնել

$$a_k = 2a \quad \text{և} \quad b_k = 2b$$

և այն առաջարկել պրակտիկ գործնական կիրառման:

Գրականություն

1. Голубков Б. Н., Лавилов О. А. и др. Тепло-техническое оборудование и тепло-

ՀԵԼԼԵՐԻ ՀՈՎԱՅՄԱՆ ՀԱՄԱՎԱՐԳԻ ՀՈՎԱՅՆՈՂ ՍՅՈՒՆԵՐԻ ՄԱՔՐՈՒԹՅԱՆ ԱԶԳԵՑՈՒԹՅՈՒՆ ԶԵՐՄԱՓՈԽԱՆՑՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆԱՎԵՏՈՒԹՅԱՆ ՎՐԱ
Ա. Ղանիեյան

K-200-130 էներգաբլոկները կահավորված են Հելլերի չոր հովացման աշտարակներով: Յուրանքանչյուր հովացման աշտարակ նախատեսված է 240 գկալ/ժամ ջերմանջատման համար: Արտաքին օդի բարձր ջերմաստիճաններում, բեռի սահմանափակումներից խուսափելու համար մեկ էներգաբլոկին միացվում են զուգահեռ երկու կամ երեք աշտարակահովացուցիչներ:

Հովացնող սյուների մաքրության աստիճանն էական ազդեցություն է ունենում ջերմափոխանցման արդյունավետության վրա: Այդ նպատակով իրականացվել է Հրազդանի ՏԷԿ-ի K-200-130 թիվ 1 էներգաբլոկի աշտարակահովացուցիչի սյուների մաքրում 1999թ. մարտ-մայիս ամիսներին: Չափվել են սեկտորներ մտնող և դուրս եկող ջրի ջերմաստիճանները, գրանցվել են աշխատող բլոկի հետևյալ պարամետրերը

- բլոկի էլեկտրական հզորությունը N, ՄՎտ
- աշխատող աշտարակահովացուցիչի և սյուների քանակը, n, հատ
- արտաքին օդի ջերմաստիճանը t_w
- նուրբացումը, արտածման ջերմաստիճանը խտարանում
- շրջանառու ջրերի ջերմաստիճանները խտարանի մուտքում և ելքում, $t_1, t_2, ^\circ\text{C}$:
 էլակետային տվյալները լվացումից առաջ և հետո բերված են աղյուսակում:

	լվացումից առաջ	լվացումից հետո
N, ՄՎտ	180	180
D_0 , տ/ժամ	610	630
N, հատ	212	238
$T_1, ^\circ\text{C}$	37	47
$T_2, ^\circ\text{C}$	25	36
$T_w, ^\circ\text{C}$	-4	+16
$\frac{P_{\text{տր}}}{V}, \text{մթն}$	2.01	2

Սյուների մաքրումը կատարվել է «Կաթսամաքրում» ձեռնարկության կողմից «WOMA» մակնիշի պոմպով, ցանցային ջրի շիթով, 50°C ջերմաստիճանով և 40-100 մթն ճնշման տակ: Մաքրումը կատարվել է ներսից դեպի դուրս դետաների սյուների խողովակի և հովացման կողավորումների արանքներից կեղտի նստվածքները հեռացնելով: Սյուների արտաքին տեսքի զննումը և ջերմաստիճանային չափումները լվացումից հետո ցույց են տալիս, որ

- հովացման արդյունավետությունը ավելանում է $3-4^\circ\text{C}$ -ով,
- ջերմափոխանցման գործակիցը մեծանում է 10.72% -ով,
- սյուներով անցնող օդի կենդանի կտրվածքը մաքրվում է 90% -ով,
- հովացնող օդի քանակությունը մեծանում է:

Ջերմափոխանցման գործակիցի միջին արժեքը լվացումից առաջ եղել է 879.33 Կկալ/մ²ժ^օС, իսկ լվացումից հետո՝ 973.56 Կկալ/մ²ժ^օС:

Արդյունքում հովացման արդյունավետության մեծացումը բերում է կոնդենսացման ջերմաստիճանի նվազման և վերջնական ճնշման խորացման, լավանում են կայանի տեխնիկատնտեսական ցուցանիշները:

О ТОЧНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

С.Папикян, М.Папикян, Н.Друшоян, С.Нерсисян

Значение коэффициента гидравлического сопротивления трения (λ) колеблется в довольно большом диапазоне, находится в зависимости от числа Рейнольдса и от абсолютной эквивалентной шероховатости.

Существуют многочисленные формулы по определению коэффициента гидравлического сопротивления трения, но в основном в практических расчетах используется универсальная формула А.Д. Альтшуля

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{\kappa_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$$

где κ_s - абсолютная эквивалентная шероховатость, d - диаметр трубопровода, Re - число Рейнольдса.

При больших числах Рейнольдса формула А.Д. Альтшуля переходит в формулу Б. А. Шифринсона, т. е.

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{\kappa_s}{d} \right)^{0.25}$$

В данной формуле коэффициент гидравлического сопротивления трения зависит от κ_s при постоянном значении диаметра трубопроводов.

Выбор значения коэффициента шероховатости равносильно определению сопротивления течению, природа которого на современном этапе знаний в сущности непостижима. Значение абсолютной эквивалентной шероховатости κ_s связывает характер граничной поверхности с потерями энергии при движении водного потока. Одним из наиболее существенных факторов, затрудняющих математическое описание шероховатости, является ее нерегулярность.

Если учитывать тот фактор, что значение κ_s колеблется в довольно большом диапазоне, тогда просчеты в расчетах могут доходить до 19% и более.

Гидравлический расчет тепловых сетей имеет свои особенности. С увеличением температуры воды ее кинетическая вязкость уменьшается.

Следует отметить, что экспериментальные формулы получены при температуре воды $t \geq 20^\circ\text{C}$ с кинематической вязкостью $\nu = 1.01 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$.

Применение существующих формул без учета того, что при температуре воды $t = 50^\circ\text{C}$ кинематическая вязкость почти в два раза уменьшается, приводит к увеличению просчетов в расчетах.

В формуле Шифринсона при абсолютной шероховатости, стремящейся к нулю, коэффициент гидравлического сопротивления трения стремится к бесконечности, т.е. потери энергии отсутствуют.

Этот очевидный фактор говорит о том, что отсутствуют пределы ограниченности применения этой формулы или пределы ее применимости.

Г.А. Маяцкий и О.Г. Новичкова на случай неизотермического движения жидкости в гладких трубках получили формулу, которая имеет следующий вид:

$$\lambda = \frac{1}{\left[1.82 \cdot \lg \left(Re \sqrt{\mu_f / \mu_w} \right) - 1.64 \right]^2}$$

где μ_w и μ_f - коэффициенты вязкости, отнесенные соответственно к температу-

рам стенки и потока; Re - число Рейнольдса.

Необходимо отметить, что значения абсолютной эквивалентной шероховатости получены путем обработки опытных данных испытаний трубопроводов при ламинарном режиме.

При этом допускается предположение, что характер сопротивления не меняется при переходе от лабораторных к натурным испытаниям, однако значение абсолютной шероховатости может существенно изменяться.

Опыты показывают, что одна и та же шероховатая поверхность по-разному влияет на пропускную способность напорных трубопроводов.

Получение достоверных результатов для определения коэффициента гидравлического сопротивления трения по существующим формулам не представляется возможным. Главным недостатком является субъективное назначение k_s . Но, к сожалению, надежной замены этим формулам пока не существует. Недостатком всех существующих формул является ограниченность их применения лишь в условиях, аналогичных условиям эксперимента.

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. В настоящее время формулы для определения коэффициента гидравлического сопротивления трения недостаточно совершенны и нуждаются в улучшении.
2. Необходимо для каждой существующей формулы для определения коэффициента гидравлического сопротивления трения найти пределы ограниченности ее применения или пределы применимости с достаточной степенью точности.
3. В области изменения чисел Рейнольдса

$$R_e = 2.8 \cdot 10^4 \div 4.5 \cdot 10^5 \quad \text{и} \quad \frac{H_f}{H_0} = 2.5 \div 0.83$$

гидравлический расчет в системах теплоснабжения необходимо вести по формуле Г. А. Маяцкого и О. Г. Новичковой.

Литература

1. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам. М.: Энергия, 1972.
2. Альтшюль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах.- М.: Энергия, 1963.

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ РАЗДАНСКОЙ ГЭС В РЕЖИМЕ ГАЭС

М.Папикян, А.Зарандян, С.Папикян

В отличие от классического назначения ГАЭС-покрытие пиков графиков нагрузки в период зимнего максимума нагрузки за счет догрузки действующих электростанций в часы ночного провала графика нагрузки, в настоящем наиболее острая необходимость в ГАЭС ощущается в летний период времени, когда технический минимум нагрузки агрегатов ТЭС при полной загрузке АЭС превышает потребность электроэнергии в часы ночного провала нагрузки. В результате создается ночной избышек электроэнергии, реализация которого в часы пика графика нагрузки возможна при создании ГАЭС.

Выбор мощности первоочередной ГАЭС произведен в результате покрытия годового энергопотребления и суточных графиков нагрузки (зимы и лета) на обозримую перспективу.

В качестве исходных данных приняты отчетные данные за 1997г. ПН Армэнерго и прогноз энергопотребления Минэнерго РА и ПН Армэнерго.

В качестве расчетных уровней энергопотребления рассмотрены два уровня: I-й расчетный уровень - уровень энергопотребления при полной загрузке действующего блока АЭС мощностью 407 МВт.

II-й расчетный уровень - уровень энергопотребления при замене действующего блока АЭС новой АЭС мощностью 500 МВт.

При темпах роста энергопотребления 3.5% энергопотребление на I-й расчетный уровень в размере порядка 7.3 млрд. кВтч в 2009г.

Покрытие графиков нагрузки выполнено как в варианте с ГАЭС, так и без нее. Участие электростанций в покрытии суточных графиков нагрузки принято с учетом технического минимума нагрузки агрегатов и их регулирующих возможностей. Участие АЭС принято в балансе графика нагрузки мощностью 400 МВт зимой и 340-360 МВт летом. Участие ТЭС принято с учетом технического минимума нагрузки. Участие МГЭС принято в базисе. Участие ГЭС Севан-Разданского и Воротанского каскада принято в покрытии пиков и полупиков графиков нагрузки с учетом их регулирующих возможностей.

Участие проектируемой Мегринской ГЭС, не обладающей возможностью регулирования стока, принято в базисном режиме.

Характерной особенностью покрытия суточных графиков нагрузки, особенно летнего, является избышек электроэнергии в часы ночного провала графиков нагрузки. Максимальной величиной избышка мощности как на I-ом, так и на II-ом расчетном уровне, в размере 100 МВт, обусловлена величина установленной мощности первоочередной ГАЭС в насосном режиме.

Для выбора площадки первоочередной ГАЭС рассмотрено 11 вариантов создания ГАЭС - 3 с использованием сооружений действующих Разданской и Аргельской ГЭС, работающих с недогрузкой из-за перевода ГЭС Севан-Разданского каскада в режиме работы по ирригационному графику, и переводом их в режим работы ГЭС-ГАЭС и 8- с использованием действующих и намечаемых водохранилищ в качестве бассейна ГАЭС.

В качестве конкурентоспособных были рекомендованы три варианта:

1. Вариант Разданской ГАЭС с установкой насосов и использованием в турбинном режиме агрегатов Разданской ГЭС.
2. Вариант Разданской ГАЭС с обратимыми агрегатами.
3. Вариант Ахпюранской ГАЭС с обратимыми агрегатами.

В результате выполненных энерго-экономических расчетов в качестве первоочередной рекомендована Разданская ГАЭС в варианте с насосной подкачкой и использованием в турбинном режиме оборудования Разданской ГЭС.

Основные энергетические показатели рекомендованных вариантов приведены в таблице.

N	Наименование показателей	Един. Измер.	Разданская ГАЭС (с насосной подкачкой)	Разданская ГАЭС (с обратимыми агрегатами)	Ахпюранская ГАЭС
1	Максимально используемая мощность : в насосном режиме в турбинном режиме	МВт	100.0 40.0/81.6	100.0 60.7	100.0 70
2	Расчетный напор : в насосном режиме в турбинном режиме	м	152.9 136.5	154.0 142.2	360.0 350.0
3	Расчетный расход : в насосном режиме в турбинном режиме	м ³ /сек	51.9 35.0/70.0	51.5 51.5	24.0 24.0

4	Объем БСР	Обс.м ³	1000.0	1000.0	430.0
5	Годовое количество электроэнергии :	ман.кВтч			
	в насосном режиме				
	а) I расч. Оровень		140.0	140.0	140.0
	в) II расч. Оровень		97.0	97.0	97.0
	в турбинном режиме				
	а) I расч. Оровень		82.0	85.0	90.0
	в) II расч.уровень		57.0	60.0	62.0

Примечание: В числителе используемые мощность и расход, а в знаменателе максимально возможные к использованию мощность и расход.

Территория под сооружения проектируемой Разданской ГАЭС находится в центральной части Республики Армения, на северной окраине г. Раздан.

Участок сооружений Разданской ГАЭС расположен на левом берегу р. Раздан, на южных, сравнительно равных и пологих склонах возвышенностей Судаян (1922.2 м) и Саланц (1764.7м). Абсолютные отметки участка расположения ГАЭС колеблются в пределах от 1691.5м до 1855.0 м.

Мощность ГАЭС в насосном режиме, как уже было сказано выше, обусловлена максимальной величиной излишка мощности в часы ночного провала графика нагрузки и равна 100 МВт. Максимальная мощность ГАЭС в турбинном режиме обусловлена свободной мощностью Разданской ГАЭС, работающей с недогрузкой, из-за перевода ее в режиме работы по ирригационному графику, и принята равной 40 МВт.

Потребная емкость БСР обусловлена максимальным избытком электроэнергии в часы ночного провала графика нагрузки и расчетным напором в насосном режиме и равна 1000 тыс.м³.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГЕБЛОКА 200 МВт С КОУ ПРИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМ УВЛАЖНЕНИИ ВОЗДУХА С УЧЕТОМ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ АРС

В.Марухян, Юнис А.ч

Рассматриваемый вариант модернизации системы охлаждения базируется на предварительном увлажнении воздуха. Можно отметить два характерных случая увлажнения воздуха:

-температура увлажняющей воды ниже температуры увлажняемого воздуха $T_{\text{увл}} < T_{\text{в}}$; тепло от воздуха отбирается как для нагрева воды до температуры воздуха, так и для испарения влаги, при этом значение первой составляющей несущественно;

-температура увлажняющей воды равна или выше температуры увлажняемого воздуха $T_{\text{увл}} \geq T_{\text{в}}$; теплота, расходуемая на испарение влаги, отнимается как от воздуха, так и от самой распыленной воды, при этом доминирует тепло, которое отнимается от воздуха.

Важно, что во всех случаях происходит снижение температуры воздуха, что приводит к снижению температуры конденсации, а значит, к росту эффективности работы РОБ. Естественно, что чем меньше начальная относительная влажность воздуха φ_1 , тем больше расход воды на увлажнение $C_{\text{увл}}$ и выше ожидаемая эффективность предварительного увлажнения воздуха.

Для исследования предварительного увлажнения воздуха на энергоблоке 200 МВт Тенгрияской ТЭС"АРС", была составлена специальная программа расчета расхода увлажняющей воды при разных режимных и климатических условиях.

На основании полученных расчетных результатов можно делать следующие выводы:

повышение температуры окружающего воздуха на 2°C приводит к увеличению требуемого расхода увлажняющей воды почти на 3.6 т/ч на каждую РОБ, и на каждые 40 Гкал/ч повышение тепловой нагрузки РОБ приводит 6.71 т/ч увеличения расхода увлажняющей воды;

Предварительное увлажнение воздуха приводит к уменьшению удельного расхода условного топлива на $\Delta b = (3-6)$ г/кВт.ч, следовательно, годовой выигрывает, получаемый от экономии сжигаемого топлива, составляет 76.40-152.80 тыс. долл. США.

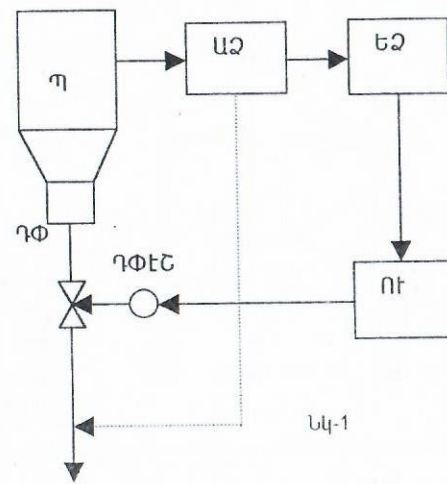
ՊԱՐԶԱՐԱՆԻ ԶՐԻ ՊԱՐԶՈՒԹՅԱՆ ՈՉ ԿՈՆՏԱԿՏԱՅԻՆ ԱՌԱՋՆԱՅԻՆ ԶԵՎՓՈՒՆԻՉ

Ա. Գրիգորյան, Մ. Սիգանյան

Նկարագրված է մեր կողմից ստեղծված ՀՋԷԿ-ի քիմիական արտադրամասի պարզարանի ջրի պարզության ոչ կոնտակտային առաջնային ձևափոխիչը (ԱՉ): Քանի որ այժմ էլեկտրակայանների պարզարաններում տեղադրված են կոնտակտային տիպի ջրի պարզության ԱՉ-ներ, և որոնք աշխատանքի ընթացքում իրենց չեն արդարացնում: Լինելով կոնտակտային տիպի, նրանք կոնտակտային մակերևութների (լինզաների) վրա ժամանակի ընթացքում ջրի նստվածք է առաջանում, ուստի ԱՉ-ի ազդանշանը տրվում է ավտոմատ կառավարման համակարգին (ԱԿՀ) մեծ սխալանքով:

Հրազդանի ՋԷԿ-ի քիմիական արտադրամասի տվյալներով ԱՉ-ի սխալ աշխատանքի պատճառով պարզարանից մեծ քանակությամբ պարզեցված ջուր է հեռանում ջրիորներ: Այդ բերությունը վերացնելու նպատակով հեղինակները առաջարկում են նոր, ոչ կոնտակտային տիպի ԱՉ:

ԱՉ-ի աշխատանքային սխեման ունի հետևյալ տեսքը (Նկ.1).

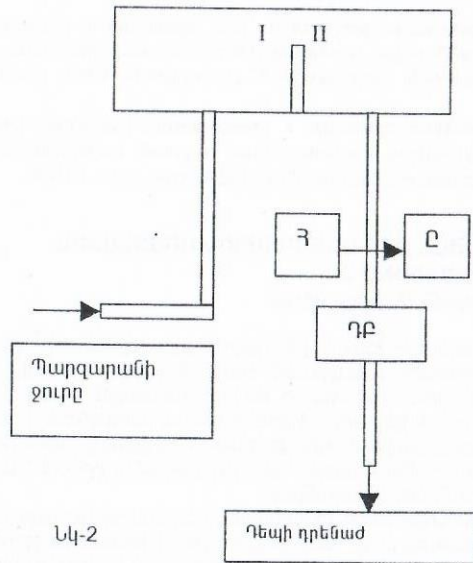


- Պ – պարզարան,
- ԱՉ – առաջնային ձևափոխիչ,
- ԵՉ – երկրորդային ձևափոխիչ,
- ՌԻ – ուժեղացուցիչ,
- ԴՓԷՇ – դրենաժային փականի էլեկտրական շարժիչ,
- ԴՓ – դրենաժային փական:

Պարզարանից վերցվում է ջուր և տրվում է ԱՉ-ին, որտեղ ջրի մաքրության ԵՉ-ի հետ միասին ազդանշան է տալիս ՌԻ-ին ջրի կեղտոտվածության մասին, որն էլ իր հերթին ուժեղացնում է այդ ազդանշանը և հաղորդում ԴՓԷՇ-ին, որն էլ իր հերթին բացում է ԴՓ-ը և դրա հետևանքով էլ պարզարանի ջուրը քափվում է դեպի դրենաժ:

Յեղիմակները նախատեսել են որ սույն ԱՁ-ը պետք է աշխատի.

1. պարզարանից դուրս և կցվի նրան,
 2. պարզարանում նախորդ ֆոտոէլեմենտի կոնտակտային ԱՁ-ի տրման կետից:
- Վերոհիշյալ սարքը ունի հետևյալ կառուցվածքը (Նկ.2).

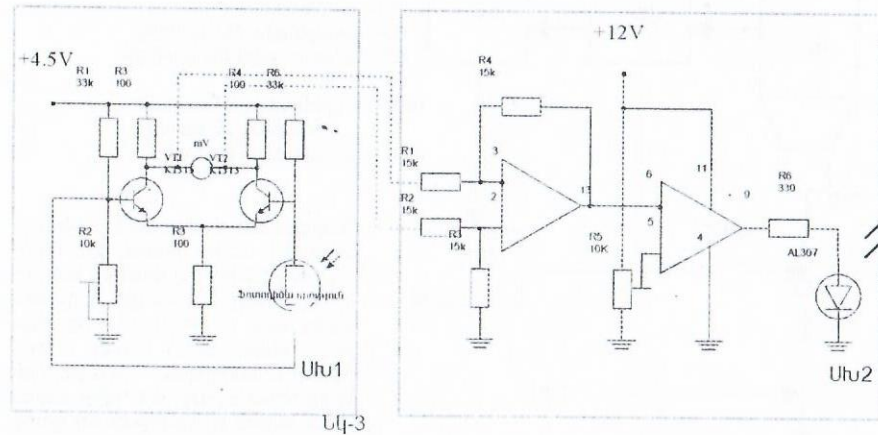


Նկ-2

Սարքը բաղկացած է երկու հիմնական մասերից, առաջինը ԱՁ-ի ջրի բաքն է, որը իր հերթին միջնապատով բաժանված է երկու մասի I և II: Բաժանվում է որպեսզի պարզարանից բնական էջով եկող ջուրը հանդարտվի: Բաքի II մասի հատակին արված է ուղղանկյունաձև ճեղք (2*40 մմ) չափսով: Այդ ճեղքից ջուրը հաստատուն շիթով թափվում է ներքև, որտեղ տեղադրված է ԱՁ-ի երկրորդ (էլեկտրական) մասը և դրենաժային բաքը (ՂԲ):

Այստեղ ջրի շիթի միջով անցնում են երեք լազերային ճառագայթ, որոնք հաղորդվում են ԱՁ-ի հաղորդիչից (Յ), որը երեք լազերային դիոդ է, և ճառագայթը ընկնում է ընդունիչի (Ը) վրա, որ իր հերթին երեք ֆոտոդիմադրություններ են: Ընդ որում կախված ջրի կեղտոտվածության աստիճանից փոփոխվում է լազերային ճառագայթի ինտենսիվությունը, որի հե-

տևանքով փոփոխվում են ֆոտոդիմադրությունների դիմադրությունները, որով ըստ ստորև բերված (Նկ.3). էլեկտրական սխեմայի մենք կարողանում ենք չափել պարզարանի ջրի կեղտոտվածության աստիճանը:



Նկ-3

Առաջին սխեմայով ֆոտոդիմադրության փոփոխությունը փոխակերպվում է լարման ազդանշանի փոփոխության: Ֆոտոդիմադրության նոմինալը փոփոխվում է 0.2-60 կոհմի սահմաններում: Փոխակերպիչի ելքում ստանում ենք լարման փոփոխություն 0.1-1 V –ի սահմաններում: Փոխակերպիչը կառուցված է դիֆերենցյալ ուժեղարարի սկզբունքով: Ֆոտոդիմադրությունը միացված է փոխակերպիչի մուտքին. VT1, VT2 տրանզիստորների բազաներին: Բազային շեղումները ապահովում են R1, R6 դիմադրությունները: Ֆոտոդիմադրության փոփոխությունը բերում է դիֆերենցիալ կասկադի շեղմանը, որը կեբրի տրանզիստորների կոլեկտորների պոտենցիալների փոփոխությանը միմյանց նկատմամբ հակառակ ուղղությամբ: Վերջինս տրվում է կոմպարատորի սխեմային (Սխ2) օպերացիոն ուժեղարարի հիման վրա: R2 փոփոխական ռեզիստորը կարգաբերում է ԱՁ-ի զգայունությունը: Սխ2-ի R5 դիմադրությանը տրվում է կոմպարատորի շեմային լարումը, որը ուղիղ համեմատական է պարզարանի ջրի կեղտոտվածության աստիճանի մակարդակին:

КОНЦЕПЦИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Ж.Давидян

Природные, экономические, экологические, стратегические и психологические факторы в Армении в настоящее время свидетельствуют в пользу малых гидроэлектростанций.

Неиспользованный гидроэнергетический потенциал малых рек Армении (по данным Армгидроэнергопроекта) оценивается до 300 МВт при выработке электроэнергии до 850 млн.кВт·ч в год. (По некоторым другим данным – до 400 и даже 600 МВт.) Малые ГЭС могут устанавливаться также на водоводах питьевой и технической воды, на оросительных каналах и при плотинах. Это составит еще примерно 200-250 МВт и более. Причем эти объекты наиболее предпочтительны, т.к. они уже оборудованы гидротехническими сооружениями (имеются трубопроводы, каналы, плотины). Удельная стоимость таких объектов минимальна (примерно 400-600 \$ за кВт), сроки строительства и ввода в эксплуатацию – до 1 года, сроки окупаемости затрат – 1-2 года.

В Армении уже созданы и создаются малые ГЭС на водоводах питьевой, оросительной и технической воды.

Гидропотенциал малых рек и водоводов Армении, где могут быть установлены малые ГЭС, составляет не менее 30% от вырабатываемой сейчас в Армении электроэнергии. Реализация данного потенциала весьма целесообразна посредством сети малых ГЭС. Современные малые ГЭС выполняются на высоконадежных машинах и системах управления, на современном технологическом уровне, полностью автоматизированы и не требуют обслуживающего персонала. Удельная стоимость их, себестоимость вырабатываемой электроэнергии, сроки ввода в эксплуатацию и сроки окупаемости затрат при современном технологическом подходе гораздо ниже, чем у больших традиционных электростанций (тепловых, атомных и даже больших ГЭС). Малые ГЭС наиболее приближены к потребителю, вследствие чего исключается необходимость в протяженных линиях электропередачи. Существенно сокращаются потери электроэнергии. (Потеря электроэнергии в государственной энергосистеме больших электростанций в настоящее время достигает порядка 10-25%.)

Имеются проектные разработки малых контейнерных ГЭС, которые вследствие их мобильности и быстрой разворачиваемости весьма целесообразны при освоении новых территорий, оторванных от существующих энергосистем.

Производство электроэнергии в Армении в настоящее время монополизировано государством и поэтому цены на электроэнергию не регулируются рынком. Введение негосударственных малых ГЭС является демополизирующим фактором хотя бы в пределах небольших регионов – районов, сел, малых производств, группы домов и т.п.

Малые ГЭС практически не оказывают отрицательного воздействия на окружающую среду. Их использование способствует децентрализации, автономизации источников электроэнергии

Малая персональная электростанция, которая может обеспечить дешевой электрической и тепловой энергией собственный дом, производство, является также средством персональной социальной безопасности и выживаемости.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ СПРОСА НА ГАЗ ДЛЯ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ СЦЕНАРИЕВ ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

К. Манукян К. Казарян

Коммунально-бытовой сектор является одним из наиболее емких потребителей газа.

Целью проводимых исследований является определение платежеспособного спроса на газ для населения.

В этой связи формируется необходимость разработки нового методического подхода к прогнозированию спроса на газ, для этого сектора экономики с учетом его платежеспособности за потребляемые энергоресурсы.

В основе реализации данного подхода приняты три основных показателя:

- У рыночная цена реализации рассматриваемого энергоносителя;
- У денежные доходы населения;
- У расходы населения на питание непродовольственные товары и услуги.

Предлагаемый методический подход для определения платежеспособного спроса на газ основан на сопоставлении доходов и расходов населения.

Газифицированное население условно разделено на 4 группы по степени их обеспеченности: очень бедные, бедные, небедные, обеспеченные.

По оценкам специалистов среднедушевой доход формируется из следующих статей: занятость, самозанятость, продажа сельхозпродуктов, собственность, гос. помощь. В отдельных случаях могут рассматриваться и такие статьи доходов как продажа имущества и помощь родственников.

Принцип разделения населения на социальные группы формируется следующим образом, очень бедными считаются те, у которых среднедушевые текущие доходы не превышают минимальной продовольственной корзины.

Доходы бедного населения находятся между минимальной продовольственной и минимальной потребительской корзиной.

Для сопоставления динамики изменения доходов населения на рассматриваемую перспективу использован общепринятый показатель-фонд личного потребления, формирующий часть национального дохода, используемую для индивидуального потребления. В натурально-вещественном содержании фонд личного потребления воплощается в предметах потребления, увеличение его- материальная основа устойчивых темпов роста реальных доходов населения.

Наиболее формализуемой частью деятельности населения представляются ее расходы. Структура последних состоит из расходов на продовольственные и не-

продовольственные товары, услуги в т.ч. коммунальные платежи, плата за электроэнергию и газ. Анализ исследований по расходам населения позволил установить, что необеспеченная часть населения большую часть своих денег тратит на продовольственные товары, а бедная половина общества отдает предпочтение услугам и непродовольственным товарам. В результате составления шкалы приоритетности расходов населения с доходами для рассматриваемых сценариев ценовой политики на энергоносители (природный газ и электроэнергию) определены объемы платежеспособного спроса на газ по коммунально-бытовому сектору на перспективу.

Данный методический подход апробирован на примере республики Армения. Анализ результатов позволил установить, что по мере роста цен на энергоносители имеет место уменьшение платежеспособного спроса на газ.

Проведенные исследования показали о достаточно выраженной зависимости спроса на природный газ от его цены, что в значительной степени характеризует социально-экономическое состояние общества.

Чем беднее общество, тем острее сказываются на уровне жизни любые колебания цен, и, наоборот уровень жизни более обеспеченного общества менее подвержен изменениям в зависимости от возмущений внешней среды (цен на энергоносители).

В качестве примера на рис.1 показана эластичность спроса на газ по коммунально-бытовому сектору Армении в соответствии с принятыми сценариями ценовой политики на газ на перспективу до 2010 года.

В качестве сценариев ценовой политики на газ приняты:

- вариант 1 – 10 % от цен самофинансирования отрасли;
- вариант 2 - цены соответствующие самофинансированию отрасли;
- вариант 3 - мировые цены;
- вариант 4- +10 % от мировых цен.

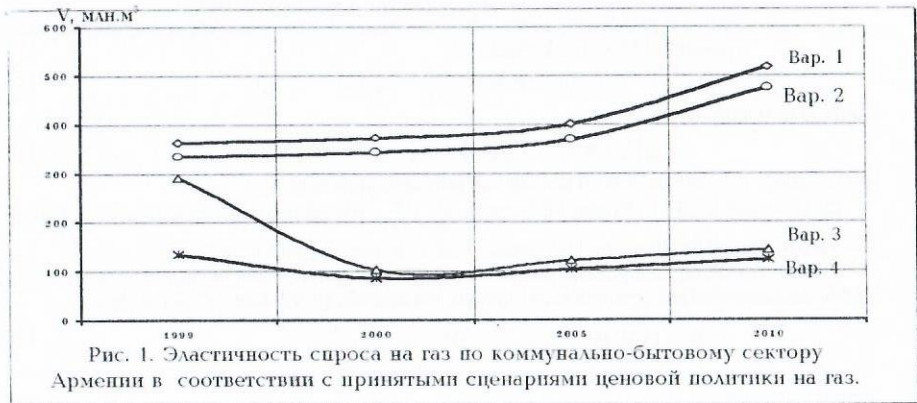


Рис. 1. Эластичность спроса на газ по коммунально-бытовому сектору Армении в соответствии с принятыми сценариями ценовой политики на газ.

ԷՆԵՐԳԱՅԱՄԱԿԱՐԳՈՒՄ ՓՈՓՈԽԱԿԱՆ ԷՋՔՈՎ
ՀԻՂՈՒԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՕՊՏԻՄԱԼ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ԸՆՏՐՈՒՄԸ
Ս.Նաիրյան

Դիտարկենք որևէ էլեկտրաէներգետիկական համակարգ (էԷՀ), որի կազմում կան «ո» թվով կԷԿ և «ո» թվով կարգավորվող ՅԷԿ-եր, որոնք ունեն զգալի էջքի փոփո-

խություն: Այսպիսով, էէՅ - ում «ո» թվով ԿԷԿ - երի և «ո» թվով ՅԷԿ - երի առկայության դեպքում ջերմային էլեկտրակայանների պայմանական վառելիքի գումարային ծախսը ժամանակի յուրաքանչյուր t պահին կարելի է արտահայտել հետևյալ կերպ՝

$$\sum_{i=1}^n B_{ii} = F(t, \bar{N}_{ii}, \bar{N}_{ij}) \quad (1)$$

որտեղ B_{ii} - պայմանական վառելիքի ծախսն է i - երրորդ ԿԷԿ - ում, ($i = 1, 2, \dots, n$), $\bar{N}_{ii} (N_{ii1}, N_{ii2}, \dots, N_{iip})$ - ը վեկտոր է, որի բաղադրիչները ջերմային էլեկտրակայանների հզորություններն են, $\bar{N}_{ij} = d\bar{N}_{ij} / dt$ - ը ջերմային էլեկտրակայանների բեռնվածքի փոփոխման արագությունն է:

Մի որևէ օրվա համար էէՅ - ի էլեկտրակայանների աշխատանքի օպտիմալ ռեժիմի որոշման խնդիրը այնպիսի ռեժիմի ընտրությունն է, որին համապատասխանում է վառելիքի նվազագույն համակարգային ծախս:

$$B = \int_{t_0}^t \sum_{i=1}^n B_{ii} dt = \int_{t_0}^t F(t, \bar{N}_{ii}, \bar{N}_{ij}) dt \Rightarrow \min \quad (2)$$

Որոշելի օպտիմալ աշխատանքային ռեժիմը պետք է լինի թույլատրելի, այսինքն՝ պետք է բավարարի որոշակի ռեժիմային սահմանափակումների, որոնք դրված են ինչպես ամբողջ էէՅ - ի, այնպես էլ առանձին կայանների վրա՝

1. Ժամանակի ցանկացած պահին էէՅ - ում պետք է պահպանվի բեռնվածքների հաշվեկշիռը՝

$$\varphi_t = \sum_{i=1}^n N_{ii}(t) + \sum_{j=1}^m N_{ij}(t) - N^h(t) - \Delta N(t) = 0 \quad (3)$$

որտեղ $N_{ii}(t)$, $N_{ij}(t)$ - ը համապատասխանաբար i - րդ և j - րդ ՅԷԿ - ի հզորություններն են ժամանակի t պահին, $N^h(t)$ - ը t պահին համակարգի բեռնվածքն է, $\Delta N(t)$ - ը t պահին էլեկտրահաղորդման գծերում հզորության կորուստն է:

2. ՅԷԿ - ի ջրամբարի աշխատանքը կարելի է ներկայացնել դիֆերենցիալ հավասարումների համակարգով՝

$$V_{ij}'(t) = dV_{ij}(t) / dt = q_{ij}(t) - Q_{ij}(t) \quad (4)$$

և եզրային պայմաններով

$$V_{ij}(t_0) = V_{ij}^0, \quad V_{ij}(t_1) = V_{ij}^1 \quad (5)$$

որտեղ $q_{ij}(t)$ - ը j - երրորդ ՅԷԿ - ի ջրամբարի կողային ներհոսքն է,

$Q_{ij}(t)$ - ը ջրի ելքն է j - երրորդ ՅԷԿ - ում, V_{ij}^0 , V_{ij}^1 - ը համապատասխանաբար j - երրորդ ՅԷԿ - ի ջրամբարի ծավալներն են կարգավորման ցիկլի սկզբում և վերջում:

Օգտագործելով Լագրանժի բազմապատկիչները, դիտարկվող խնդիրը կարելի է հանգեցնել անպայմանական էքստրեմումի հետևյալ ֆունկցիոնալի հետազոտման խնդրին՝

$$B = \int_{t_0}^t \left[\sum_{i=1}^n B_{ii} + \lambda_i \varphi_i + \lambda_{ij}(t) \gamma_j \right] dt = \int_{t_0}^t F^* dt \quad (6)$$

որտեղ $F^* = \sum_{i=1}^n B_{ii} + \lambda_i \varphi_i + \lambda_{ij}(t) \gamma_j$

λ_i , $\lambda_{ij}(t)$ - ն ըստ ժամանակի փոփոխական բազմապատկիչն է

Այդ ֆունկցիոնալի էքստրեմումը իրացնող գծերը (էքստրեմալները) պետք է բավարարեն էյլեր - Լագրանժի դիֆերենցիալ հավասարումներին

$$\begin{aligned} F_{N_{ii}}^* - dF_{N_{ii}}^* / dt &= 0 \quad i=1, 2, \dots, n, \\ F_{N_{ij}}^* - dF_{N_{ij}}^* / dt &= 0 \quad j=1, 2, \dots, m, \end{aligned} \quad (7)$$

$$F_{V_{ij}}^* - dF_{V_{ij}}^* / dt = 0:$$

Գրելով (7) արտահայտությունը բացված տեսքով և կատարելով որոշակի ձևափոխություններ, ստանում ենք հետևյալ հավասարումը՝

$$b_j = \left[C_j - \Delta \lambda_{ij}(t) \right] / h_{ij} \quad (8)$$

որտեղ $b_j = \partial B_{ij} / \partial N_{ij}$ - i - երրորդ ջերմային էլեկտրակայանի վառելիքի ծախսի հարաբերական աճն է, $q_{ij} = \partial Q_{ij} / \partial N_{ij}$ - j - երրորդ հիդրոէլեկտրակայանի ջրի հարաբերական ծախսի աճն է,

Համակարգի համար լուծված է մի խնդիր, որն իր մեջ ընդգրկում է մի շարք ջերմակայաններ և փոփոխական էջքով մեկ հիդրոկայան: Վերջինս պետք է բավարարի հետևյալ պայմանին. կարգավորման ցիկլի ժամանակ ջրի գումարային ծախսը հիդրոկայանում հավասար է եկող հոսքին, ջրամբարում ջրի մակարդակը կարգավորման սկզբում և վերջում միևնույնն է (ջրամբարը լցված է): Կարգավորման ցիկլի սկիզբը և վերջը պետք է ընդունվի ոչ թե օրվա ժամերը, այլ ջրամբարից ջրի առավել բացթողման և ջրամբարը լցնելու պահերը:

Նախնական պայմանների ընտրության մեթոդով հաշվարկների ժամանակ տրված ինտերվալի համար հայտնի է լինում λ մեծությունը և պահանջվում է որոշել նրա մեծությունը հաջորդ ինտերվալում: Այդ դեպքում $\Delta \lambda$ մեծությունը ամեն անգամ որոշվում է միայն մեկ ինտերվալի համար հետևյալ բանաձևով՝

$$\Delta \lambda = \Delta \tau \frac{dH_{ij}}{dV} b Q 10^{-2} \quad (9)$$

Որպեսզի ցույց տրվի վերին բյեֆի մակարդակի փոփոխման ազդեցությունը, օգտվում ենք վերին բյեֆի մակարդակի (H_{ij}) և ծավալի (V) կապի կորերից, որի հիման վրա դժվար չէ կառուցել $\frac{dH_{ij}}{dV}$ ըստ V -ի ածանցյալի կախվածության կորը:

Ջրամբարի ջրի ծավալի փոփոխությունը մեկ ինտերվալում կարելի է որոշել հետևյալ բանաձևով՝

$$\Delta V = \Delta \tau (Q_{ij} - Q) \quad (10)$$

որտեղ Q_{ij} - ջրամբարի ջրի մուտքն է, Q - ջրամբարից ջրի ծախսն է:

Գումարելով ΔV մեծությունը (նշանի հաշվառումով) նախորդ ինտերվալի վերջում ջրամբարի ջրի ծավալի մեծությանը, դժվար չէ գտնել ջրամբարում ջրի ծավալը հաշվարկային ինտերվալի վերջում, ապա ջրամբարի ծավալի և մակարդակի կապի կորով գտնել ջրի մակարդակը հաջորդ ինտերվալում:

Շարունակելով հաշվարկը ինտերվալից ինտերվալ՝ կարելի է որոշել ջրամբարի ջրի մակարդակի փոփոխությունը մինչև կարգավորման ցիկլի վերջը:

Վերը նշված պայմաններով կազմվել է մի ալգորիթմ, որի կիրառումով կատարված հաշվարկները ցույց են տալիս, որ օրվա ընթացքում օպտիմիզացված փոփոխական էջքի ռեժիմով աշխատող ՅԷԿ - երի առկայության դեպքում ջերմային կայաններում կատարվում է վառելիքի զգալի տնտեսում:

Գրականություն

1. Арзамасцев А., Липес А., Мьзин А., Модели оптимизации развития энергосистем. М.: Высшая школа, 1987г.
2. Горништейн В. Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. М.: Государственное энергетическое издательство, 1959г.
3. Մարոխյան Ռ.Ջ., Բուռնաջյան Յ.Ա. Ջերմային էլեկտրակայանների աշխատանքային ռեժիմներ և շահագործում: Հայաստանի Պետական ճարտարագիտական Համալսարան, Երևան 1994թ.

При этом рассматриваются зависимости их количества от одного (x) и двух (x,y) параметров. При двухкоординатной системе, с одним "x" параметром, характеристика распределения рассматривается в двух вариантах:

1. Зависимость количества МГЭС (или агрегатов) в группе $m_i = f(x_i)$
2. Зависимость суммарного количества МГЭС (или агрегатов).

$$M_r = \sum_{i=1}^r m_i = f(x_r)$$

На основании систематизированных таблиц составлены таблицы зависимости количества МГЭС (m) и их суммы (M) от параметров $P_{ст}, N_p$ и k_n

Составлены также зависимости количества (m) и суммы (M) агрегатов от параметров агрегатов $P_{агр}, N_p$. Используя систематизированные таблицы, составлены также следующие трехкоординатные таблицы распределения количества МГЭС и агрегатов в зависимости от двух параметров.

Литература

1. В. Карелин В. Волшаник В – Сооружение и оборудование малых ГЭС. М.: Энергоатомиздат 1986
2. Григорян А., Саркисян А., Демирчян Г., .. Мамиконян А. Выбор оптимального числа и мощности агрегатов малых ГЭС. Годичная научная конференция ГИУА. Сборник материалов 25 – 29 октября 1999.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПУТЕЙ СОЗДАНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ СИСТЕМ МАЛЫХ ГЭС РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

В. Бабаджанян

Для создания систем малых гидроэлектростанций (МГЭС) в Республике Армения (РА) необходимо организовать производство гидрогенераторов мощностью от 50 кВт до 2 МВт.

С целью сокращения объема работ по разработке и производственных расходов и организации производства указанных гидрогенераторов, на наш взгляд целесообразно базироваться на освоенные в предприятиях электротехнической промышленности РА электрических машинах.

Для выполнения поставленной задачи в НИИ комплексного электрооборудования "Андрон" была проведена работа по изучению номенклатуры изделий выпускаемых в 1997-98г. "Армэлектромаш". По результатам этих работ установлена возможность использования двигателей ДАЗО2 и ДАЗО для создания на их базе синхронных и асинхронных генераторов мощностью от 320 до 2000 кВт. В этом случае максимально могут быть использованы производственные площади, предусмотренные для производства крупных электрических машин, технологическое оборудование для изготовления высоковольтных обмоток, а также для вновь проектируемых синхронных генераторов непосредственно могут быть применены (взаимствованы) многие детали и узлы двигателей ДАЗО2 и ДАЗО без конструктивных изменений, а для асинхронных генераторов указанные двигатели могут быть использованы целиком, без изменений.

Таким образом в результате проведенной работы сделаны следующий выводы:

1. Для МГЭС мощностью 50-100 кВт могут быть использованы генераторы серии СМА-200 и СМА-250 частотой вращения 1500 об/мин, техническая документация которой имеется на АО "Армэлектромаш".

2. Для МГЭС мощностью 132-250 кВт частотой вращения 1000 и 1500 об/мин должны быть спроектированы новые генераторы на базе серии СМА-280, техническая документация которых также имеется на АО "Армэлектромаш".

3. Для МГЭС мощностью 320-2000 кВт целесообразно использовать техническую документацию асинхронных электродвигателей ДАЗО2 16; 17 и 18 габарита. На базе указанных двигателей технически возможно создать новые синхронные и асинхронные гидрогенераторы с системой защиты и автоматического регулирования напряжения с частотой вращения 375; 500; 600; 750; 1000 и 1500 об/мин с минимальными производственными затратами и с высокими техникоэкономическими и эксплуатационными показателями.

ԲԱՇԽԻՉ ԷԼԵԿՏՐԱԾԱՆՑԵՐԻ ՍԱԿԱԳԱՅԻՆ ՍԱՐԺԱՅԻ ԲԱՆԱԶԵՎՐ

Ռ. Ծովյան, Դ. Դոսայան, Գ. Բաղրամյան / Էներգետիկայի հանձնաժողով /

Սակագնային մարժան բաշխման ընկերությունների համար (ՍՄ) իրենից ներկայացնում է էլեկտրաէներգիայի վաճառքի (Սվ) և գնման (Սգ) միջին կշռության սակագների տարբերությունը:

$$\Delta U = U_v - U_g \quad (1)$$

Գնման սակագինը այսօր միայնակ գնորդ - վաճառողի պայմաններում էներգետիկայի հանձնաժողովի կողմից հաստատված մեծություն է: Յետագայում մեծածախ շուկայում գնորդի (ցանց) և արտադրողի միջև ուղղակի պայմանագրերի առկայության պայմաններում գնման միջին կշռության սակագինը կորոշվի հետևյալ բանաձևով:

$$U_g = \frac{\sum_i U_{gi} \cdot W_{gi}}{\sum_i W_{gi}} \quad (2)$$

որտեղ U_{gi} և W_{gi} համապատասխանաբար i -րդ արտադրողից (կամ ներմուծողից) էլեկտրաէներգիայի գնման սակագինն է և գնված էլեկտրաէներգիայի քանակը (կվտժ):

(2) բանաձևը կօգտագործվի նաև այն դեպքում, երբ մեծածախ գնորդ-վաճառողի առկայության պայմաններում որոշվի, որ փոքր ՅԷԿ-երը վաճառում են իրենց արտադրանքը անմիջապես բաշխման ցանցերին:

Վաճառքի միջին կշռության սակագինը իրենից ներկայացնում է տարբեր խմբերի սպառողներին էներգետիկայի հանձնաժողովի կողմից հաստատված սակագներով վաճառվող էլեկտրաէներգիայի միջին կշռության մեծությունը:

$$U_v = \frac{\sum_i U_{vi} \cdot W_{vi}}{\sum_i W_{vi}} \quad (3)$$

որտեղ U_{vi} և W_{vi} համապատասխանաբար սպառողների խմբերի (j) համար հաստատված սակագներն են (այդ թվում գիշերային և ցերեկային) և այդ սակագներով վաճառվող էլեկտրաէներգիայի քանակը (կվտժ):

Յետագայում, երբ որոշ սպառողների մոտ կնցվի երկրորդ սակագներ (էլեկտրաէներգիայի քանակի (կվտժ) և հզորության (կվտ)) և կկիրառվի արոնենտային վճարի գաղափարը, միջին կշռության սակագնի բանաձևը ավելի բարդ տեսք կստանա:

$$U_v = \frac{\sum_i U_{vi} \cdot W_{vi} + \sum_i \sum_j U_{vj} \cdot N_j + \sum_i U_{ci}}{\sum_i W_{vi}} \quad (4)$$

որտեղ U_{vi} , $\sum_j U_{vj}$ և U_{ci} համապատասխանաբար սպառողների խմբերի (j) համար հաստատված կվտժ-ի, կվտ-ի սակագներն են և արոնենտային վճարներն են:

Բաշխիչ ցանցերի սակագնային մարժան պետք է ապահովի նրանց անհրաժեշտ հատույթը, որը հավասար է

$$U_3 = C_{\Gamma\bar{\delta}} + U + \beta + \zeta + q_{\text{EU}} + U_{\Gamma\Gamma} \quad (5)$$

որտեղ $C_{\Gamma\bar{\delta}}$ – շահագործման և պահպանման ծախսերն են,
 U – հիմնական միջոցների մաշվածքն է,
 β – հարկերն են,

C – բույլատրելի շահույթն է գուտ ակտիվների նկատմամբ,
 q_{EU} – գնված էլեկտրաէներգիայի արժեքն է,

$U_{\Gamma\Gamma}$ – սակագնում ընդգրկվող անհուսալի դեբիտորական պարտքն է:

Մաշվածքը հաշվարկվում է գծային եղանակով՝ մրցույթի արդյունքում ձևավորված ընկերության հիմնական ակտիվների և հետագա ներդրումների գումարից, ելնելով նրանց կյանքի տևողությունից:

Հարկերը հաշվարկվում են համապատասխան ՀՀ հարկային օրենսդրության հիմք ընդունելով սակագնի հաշվարկում ընդգրկված հասույթը և ծախսերը:

Գնված էլեկտրաէներգիայի արժեքը որոշվում է այսպես՝

$$q_{\text{EU}} = \frac{W_q}{1 - \alpha} \cdot U_q \quad (6)$$

որտեղ β – ն կորուստների մեծությունն է ցանցի գնված էլեկտրաէներգիայի նկատմամբ արտահայտված միավորի մասերով (օրինակ՝ 10% = 0.1), որը տվյալ տարում էներգետիկայի հանձնաժողովը թույլատրում է ընդգրկել սակագնի հաշվարկում:

Անհուսալի դեբիտորական պարտքերը, որոնք էներգետիկայի հանձնաժողովի կողմից թույլատրվում է տվյալ տարում ընդգրկել սակագնի հաշվարկում որոշվում են հետևյալ բանաձևով՝

$$U_{\Gamma\Gamma} = \beta \times W_q \times U_q \quad (7)$$

որտեղ β – ն թույլատրելի դեբիտորական պարտքի մեծությունն է ընդհանուր հասույթի նկատմամբ՝ արտահայտված միավորի մասերով:

Ընկերության շահույթը հաշվարկվում է հետևյալ բանաձևով՝

$$\zeta = \text{ՀԱԱ} \cdot \frac{U_{\text{ՀԱ}} (\text{ROA})}{100} \quad (8)$$

որտեղ՝ ՀԱԱ – ն ընկերության գուտ ակտիվների արժեքն է սակագնի հաշվարկման պահին (շահույթի հաշվարկման բազա):

$$\text{ՀԱԱ} = \text{ԸԳ} + \beta_3 + \zeta_4 - \gamma_5 \quad (9)$$

որտեղ՝ ԸԳ – ն մրցույթի արդյունքում ձևավորված ընկերության գինն է,

β_3 – ն հետագա ներդրումներն են, կատարված մինչև սակագնի հաշվարկման պահը,

ζ_4 – ն էներգետիկայի հանձնաժողովի հետ համաձայնեցված շրջանառու կապիտալի մեծությունն է,

γ_5 – ն մասնավորեցումից հետո մինչև տվյալ պահը սակագների հաշվարկներում հաշվեգրված կուտակված մաշվածությունն է:

$U_{\text{ՀԱ}}$ – ն ընկերության գուտ ակտիվների նկատմամբ շահութաբերության նորման է (%):

Այսպիսով էլեկտրաէներգիայի վաճառքից ստացվող անհրաժեշտ հասույթը կարելի է արտահայտել հետևյալ բանաձևով՝

$$U_3 = U_q \times W_q = C_{\Gamma\bar{\delta}} + U + \beta + \zeta + q_{\text{EU}} + U_{\Gamma\Gamma} \quad (10)$$

որտեղից հաշվի առնելով (6) և (7) բանաձևերը կստանանք՝

$$U_q = \frac{C_{\Gamma\bar{\delta}} + U + \beta + \zeta + U_q \cdot W_q \cdot \frac{1}{1 - \alpha}}{W_q \cdot (1 - \beta)} \quad (11)$$

և վերջապես տեղադրելով (1) արտահայտության մեջ կստանանք բաշխիչ ցանցերի սակագնային մարժայի որոշման բանաձևը

$$\text{ՍՍ} = \frac{C_{\Gamma\bar{\delta}} + U + \beta + \zeta + U_q \cdot W_q \cdot \frac{1}{1 - \alpha}}{W_q \cdot (1 - \beta)} - U_q \quad (12)$$

Այս բանաձևով սակագնային մարժան հաշվարկվում է կանխատեսվող տարվա հանձնաժողովի հետ համաձայնեցված ցուցանիշների հիման վրա: Հետագայում, եթե

հանձնաժողովի սակագնային մեթոդաբանությունը թույլ կտա, հաշվարկները կարող են կատարվել նաև վերահսկիչ տարվա տվյալներին համաձայն:

Եներգետիկայի հանձնաժողովը և բաշխիչ ընկերությունը պետք է համաձայնության գան, թ որ դեպքերում կանխատեսվող մեծությունների շեղվելու պատճառով շահույթի նախատեսվածից պակաս լինելու դեպքում կհատուցվի հաջորդ ժամանակաշրջանում մարժայի մեծացումով և որ դեպքերում և ինչ չափով նախատեսվածից ավել ստացված շահույթը կվերադարձվի սպառողներին:

Այդ դեպքերի նկարագրությունը հետևյալն է՝

1. Միայնակ գնորդ - վաճառողի գոյության պայմաններում, երբ հանձնաժողովն է հաստատում բաշխիչ ցանցերի էլեկտրաէներգիայի գնման սակագները, նրանց բարձրացումը ամբողջովին (100%) հաշվի կառնվի, համապատասխանաբար մեծացնելով և մարժան, և վաճառքի միջին կշռության սակագինը: Հակառակը, գնման սակագների իջեցման դեպքում մարժան և վաճառքի սակագները համապատասխանորեն կիջեցվեն:

Սույն դեպքերում համապատասխան փոփոխություն կենթարկվի միայն վաճառքի միջին կշռության սակագինը, իսկ մարժան ԱՍՆ ցենտերով համաձայն ընդունված օրենքի կպահպանվի հաստատում:

2. Բաշխիչ ընկերություն - արտադրող (կամ ներմուծող) ուղիղ պայմանագրերի կիրառման դեպքում գնման միջին կշռության սակագնի փոփոխությունը հաշվի կառնվի մարժայում և վաճառքի սակագնում աճի կամ նվազման 50% չափով, իսկ մնացած 50% կլճարեն (աճի դեպքում), կամ կստանան (նվազման դեպքում) սպառողները:

3. Շահագործման և պահպանման ծախսերի, էլեկտրաէներգիայի կորուստների և անհուսալի դեբիտորական պարտքերի սակագնային մարժայի հաշվարկում նախատեսված չափերի գերազանցման պատճառով շահույթի նվազումը հաջորդ ժամանակահատվածում չի հատուցվի:

Սակայն այդ նույն ծախսային հոդվածների նվազման հետևանքով առաջացած լրացուցիչ շահույթը կբաժանվի ընկերության և սպառողների միջև հետևյալ սկզբունքով՝

- եթե գուտ ակտիվների շահութաբերությունը ընթացիկ տարում գերազանցում է սահմանված նորման մինչև 2%, ապա լրացուցիչ շահույթի 50% տոկոսը պետք է վերադարձվի սպառողներին, հանելով հաջորդ տարվա անհրաժեշտ հասույթից,

- եթե գուտ ակտիվների շահութաբերությունը գերազանցում է սահմանված նորման 2% - ից ավելին, ապա լրացուցիչ շահույթի 75% պետք է վերադարձվի սպառողներին, հանելով հաջորդ տարվա անհրաժեշտ հասույթից:

4. Հանձնաժողովի հետ համաձայնեցված ներդրումների իրականացումից հետո, նրա արժեքը գումարվում է շահույթի և մաշվածքի հաշվարկման բազային: Եթե որևիցե ժամանակահատվածում սակագնում (մարժայում) այն տարբեր պատճառներով (օրինակ առաջին 3 տարում օրենքով ֆիքսված մարժայի պատճառով, կամ տվյալ պահին սակագնի անընդունելի աճի պատճառով) հաշվի չի առնվում, կորցրած շահույթը ամբողջովին հատուցվում է հաջորդ տարի (տարիներ), գումարվելով ընկերության անհրաժեշտ եկամտին:

Եվ հակառակը, եթե սակագնային մարժայի հաշվարկում նախատեսված ներդրումների ծավալը (եթե այն ֆիքսվում է բաժնետոմսերի վաճառքի պայմանագրում) չի կատարվում դրա հետևանքով տվյալ տարում առաջացած լրացուցիչ շահույթը ամբողջովին հանվում է հաջորդ տարվա պահանջվող եկամտից:

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ И СОСТАВА РАБОТАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ЗАДАННОМ РАСХОДЕ ТОПЛИВА НА ОДНОЙ ИЗ НИХ

Г. Бурначян, Г. Баграмян

Для крупных теплоэнергетических систем, оснащенных мощными тепловыми станциями, работающими на твердом топливе, вопросы покрытия пиковых

нагрузок актуальны особенно при отсутствии в системах мобильных станций - ГТУ, ГАЭС. В этих условиях покрытие пиков нагрузки может быть возложено на относительно старые станции оборудованные блочными агрегатами К-150, К-200. Целевая направленность и эффективное использование этих агрегатов возможно при осуществлении ряда технических и реконструктивных мероприятий, направленных к приспособлению их в перемещенных режимах работы. К числу этих мероприятий может быть отнесено и увеличение регулировочного диапазона указанных агрегатов за счет использования в качестве топлива газа или мазута. Однако для энергосистем использующих для выработки электроэнергии твердое топливо, поставка дорогого газо-мазутного топлива для станций оборудованных указанными агрегатами, с целью покрытия пиков графиков нагрузки, естественно, будет осуществляться в ограниченном объеме.

Поэтому, в этих условиях, задача выбора оптимального режима работы энергосистемы должна быть выполнена с учетом ограничений по объемам расходуемого топлива на отдельных ее станциях.

Постановка задачи. Рассмотрим некоторую энергосистему, состоящую из "m" тепловых станций и одной пиковой тепловой станции. Как известно, оптимальным режимом энергетической системы в целом, является тот режим, который при выполнении всех условий по ограничениям обеспечивает наименьшие затраты на топливо по тепловым станциям энергосистемы в течение определенного периода времени (сутки).

Математически задача может быть сформулирована, для этого необходимо найти минимум следующего функционала

$$\int_{t_0}^{t_1} \sum_{i=1}^m \alpha_i B_i(t, P_i, P_i^c) dt \rightarrow \min \quad (1)$$

при ограничениях:
по балансу мощности

$$\varphi_t = \sum_{i=1}^m P_i + P_n - P_c - \Delta P = 0 \quad (2)$$

по количеству расходуемого топлива в течение суток на пиковой тепловой станции

$$\int_{t_0}^{t_1} \beta B_n(t, P_n, P_n^c) dt = B^* \quad (3)$$

В выражениях (1), (2), (3) α_i, β - соответственно стоимости единицы условного топлива на i-ой и пиковой теплостанциях, B_i, B_n - соответственно часовые расходы условного топлива на i-ой и пиковой теплостанциях, P_i, P_n - соответственно нагрузки i-ой и пиковой теплостанций, P_i^c, P_n^c - соответственно скорости изменения нагрузок i-ой и пиковой теплостанций, $P_c, \Delta P$ - соответственно суммарная нагрузка системы и потери мощности в линиях передачи, B^* - заданная величина расхода топлива на пиковой тепловой станции.

Рассматриваемая задача в такой постановке является типичной вариационной задачей с закрепленными концами на условный экстремум, который может быть сведен к безусловному экстремуму посредством множителей Лагранжа.

В силу этого, минимум функционала (1) при соблюдении условий (2) и (3) имеет место при тех же условиях, что и минимум нижеследующего функционала.

$$\int_{t_0}^{t_1} (\sum_{i=1}^m \alpha_i B_i + \lambda B_n + \lambda_t \varphi_t) dt \rightarrow \min \quad (4)$$

Написав дифференциальные уравнения Эйлера-Лагранжа в развернутом виде и производя соответствующие преобразования, можно получить следующие

условие оптимального режима работы станций энергосистемы

$$\frac{\alpha_i b_i}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}} = \frac{\lambda \beta b_n}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}} \quad (5)$$

где b_i, b_n - соответственно относительные приросты расхода условного топлива на i-ой и пиковой тепловых станциях.

В тех случаях, когда изменениями потерь в сетях можно пренебречь выражение (5) принимает вид:

$$\alpha_i b_i = \lambda \beta b_n \quad (6)$$

Алгоритм задачи определяется предел изменения λ . Используя выражение (6) и энергетические характеристики тепловых станций, работающих на твердом топливе и пиковой станции для заданного суточного графика нагрузки при соблюдении условия (3) после нескольких операций определяется оптимальный режим работы станций системы при полном составе работающего оборудования.

Имея полный состав работающего оборудования эквивалентной ТЭС, определяется оптимальный состав работающего оборудования с учетом реальных пусковых расходов исходя из условия, что суммарный расход условного топлива в подсистеме должен быть минимальным. Решение данной задачи осуществляется с помощью дискретного метода динамического программирования посредством системы рекуррентных уравнений:

$$F_t(\varphi_t) = B_{\varphi_t}(P_t^c) \quad (7)$$

$$F_t(\varphi_t) = \min [B_{\varphi_t}(P_t^c) + \Pi_t(\varphi_{t-1}, \varphi_t) + F_{t-1}(\varphi_{t-1})]$$

$$\varphi_{t-1}^{\min} \leq \varphi_{t-1} \leq \varphi_{t-1}^{\max} \quad t = 2, 3, T,$$

где φ_t - возможные составы агрегатов в t-й час, $B_{\varphi_t}(P_t^c)$ - значения расходов топлива для всех возможных составов агрегатов при системной нагрузке P_t^c в t-й час. $\Pi_t(\varphi_{t-1}, \varphi_t)$ - значение пускового расхода определяемого исходя из состояния на предшествующей стадии, $F_t(\varphi_t)$ - величина оптимального расхода условного топлива на t-ой стадии ($t = 2, 3, T$) в зависимости от состава агрегатов в этот час.

Получив оптимальный состав работающего оборудования, снова используя выражение (6) выполняем оптимальное распределение нагрузки для полученного состава и далее методом динамического программирования определяем новый состав работающего оборудования. Расчет в такой последовательности продолжается до тех пор пока составы работающего оборудования в двух последних итерациях не совпадают.

ՀԻՆԳ ԿԵՏԱՆԻ ԲԱՅԱՅՈՒՅՏ ՏԱՐԲԵՐԱԿԱՆ ՍԽԵՄԱ ՋԵՐՄԱՅԱՐՈՐԴԱԿԱՆՈՒԹՅԱՆ ԵՐԿՉՈՓ ՀԱԿԱՍԱՐՄԱՆ ՀԱՍԱՐ

Դ. Հովհաննիսյան, Ս. Անդիկյան, Ա. Գևորգյան

Աշխատանքում դիտարկվում է ջերմահաղորդականության երկչափ հավասարումը.

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} - a_x \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - a_y \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} = 0 \quad (1)$$

հետևյալ սահմանային և եզրային պայմանների դեպքում

$$\begin{aligned} T(x, y, 0) &= T_0(x, y) \\ T(0, y, \tau) &= a(y, \tau), & T(1, y, \tau) &= b(y, \tau) \\ T(x, 0, \tau) &= c(x, \tau), & T(x, 1, \tau) &= d(x, \tau) \end{aligned} \quad (2)$$

(1)-(2) եզրային խնդիրը լուծման համար հիմնականում օգտագործվում է հետևյալ երեք կետանի բացահայտ տարբերական սխեման [1], որը ունի երկրորդ կարգի ճշտություն.

$$\frac{T_{i,j}^{k+1} - T_{i,j}^k}{\ell} - a_x L_{xx} T_{i,j}^k - a_y L_{yy} T_{i,j}^k = 0 \quad (3)$$

որտեղ $L_{xx} T_{i,j}^k, L_{yy} T_{i,j}^k$ երկրորդ կարգի ցանցային օպերատորներ են և ունեն հետևյալ տեսքը.

$$L_{xx} T_{i,j}^k = \frac{T_{i-1,j}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i+1,j}^k}{h_x^2}, \quad L_{yy} T_{i,j}^k = \frac{T_{i,j-1}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i,j+1}^k}{h_y^2} \quad (4)$$

[2-5] աշխատանքներում ջերմահաղորդականության միաչափ հավասարման համար օգտագործված է հետևյալ երկրորդ կարգի ցանցային օպերատորը.

$$\delta^2 u_i = \frac{-u_{i-2} + 16u_{i-1} - 30u_i + 16u_{i+1} - u_{i+2}}{12h^2} \quad (5)$$

Օգտվելով (5) ցանցային օպերատորից (3) տարբերական սխեման կրճատվում է հետևյալ տեսքը.

$$\begin{aligned} T_{i,j}^{k+1} &= s_x \left\{ T_{i-2,j}^k + T_{i+2,j}^k - 16 \left(T_{i-1,j}^k + T_{i+1,j}^k \right) \right\} + \\ &+ s_y \left\{ T_{i,j-2}^k + T_{i,j+2}^k - 16 \left(T_{i,j-1}^k + T_{i,j+1}^k \right) \right\} + (1 + 30s_x + 30s_y) T_{i,j}^k \end{aligned} \quad (6)$$

որտեղ $s_x = \frac{\ell a_x}{12h_x^2}, s_y = \frac{\ell a_y}{12h_y^2}$:

Կիրառելով Նեյմանի սկզբունքը ցույց է տրվում, որ (6) տարբերական սխեման ունի $O(\ell, h_x^4, h_y^4)$ կարգի ճշտություն և կայուն է հետևյալ պայմանի դեպքում $s_x + s_y \leq 3/8$:

ԳՐԱԿԱՆՈՒԹՅՈՒՆ:

1. Флетчер К. Вычислительные методы в динамике жидкостей. В 2-х томах: Т.1, М.: Мир, 1991.
2. Оганесян Е.А. Пятиточечные неявные разностные схемы для решения некоторых задач математической физики. // Прикладные и Математические Аспекты Естественных Наук. Информационные технологии и управление # 3.- Ереван, Ноябрь 1999, стр. 69-72.
3. Հովհաննիսյան Հ., Գևորգյան Ա., Դանիելյան Ա., Հակոբյան Մ., Յինգ կետանի բացահայտ տարբերական սխեմաներ Ջերմահաղորդականության հավասարման համար // ԳԵՅ տարեկան գիտաժողովի նյութերի ժողովածու, Երևան, 1999, էջ 223-224:

4. Hovhannissian H.A. Five-pointed difference schemes for the equations of advection-diffusion // Abstracts of the International Conference on Environmental Mathematical Modeling and Numerical Analysis, Rostov on Don, Russia, 1999, p. 19.
5. Hovhannissian H. Five-pointed difference schemes for the equations of heat conduction // International Symposium on Scientific Computing, Computer Arithmetic, and Validated Numerics (SCAN 2000) & International Conference on Interval Methods in Science and Engineering (INTERVAL 2000), Karlsruhe, Germany, 2000, http://www.scan2000.de/speakers.

РАЗНОСТНАЯ СХЕМА ДЮФОРТА-ФРАЙКЕЛЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ ТЕПЛОМАССООБМЕНА

Е. Оганесян

Математическое описание процесса сушки включает систему дифференциальных уравнений переноса с соответствующими начальными и граничными условиями. Применительно к неограниченной пластине, для которой поля температур и влагосодержаний одномерны, при условии отсутствия градиента общего давления и постоянстве коэффициентов и термодинамических характеристик эта система приобретает вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \varepsilon \frac{\partial u}{\partial x} \\ \frac{\partial u}{\partial \tau} = a_m \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + a_m \delta \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \end{cases} \quad (1)$$

где T - температура материала; u - влагосодержание материала; ε - приведенная удельная теплоемкость материала; a - коэффициент температуропроводности; ε - коэффициент, определяющий долю влаги, переменяющейся в виде пара (при $\varepsilon=0$ - внутреннее испарение отсутствует; при $\varepsilon=1$ - влагосодержание изменяется только за счёт испарения жидкости); ι - удельная теплота испарения; a_m - коэффициент диффузии влаги в материале; δ - относительный коэффициент термодиффузии влаги; τ - время.

Начальное условие: при $\tau = 0$; $T = f_1(x), u = f_2(x)$ (2)

Граничные условия:

$$\begin{cases} \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=0} + q_n(\tau) - \tau(1-\varepsilon)g_n(\tau) = 0 \\ a_m \rho_0 \frac{\partial u}{\partial x} \Big|_{x=0} + a_m \rho_0 \delta \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=0} + g_n(\tau) = 0 \end{cases} \quad (3)$$

где $q_n(\tau)$ и $g_n(\tau)$ - интенсивности тепло- и влагообмена; λ - коэффициент теплопроводности материала; ρ_0 - плотность материала; σ - поверхность.

Задача (1)-(3) решается методом срезов. Данный отрезок $[a, b]$ изменения переменной x при помощи точек (узлов) $a = x_0 < x_1 < \dots < x_{n-1} < x_n = b$ разби-

вагается на n одинаковых частей с шагом $h = (b - a) / n$, так что $x_i = a + ih$ ($i = 0, 1, 2, \dots, n$). Аналогично, отрезок $[0, \tau_{\max}]$ изменения другой независимой переменной τ при помощи точек $0 = \tau_0 < \tau_1 < \dots < \tau_{n-1} < \tau_n = \tau_{\max}$ разбивается на m одинаковых частей с шагом $\ell = \tau_{\max} / m$, так что $\tau_k = k\ell$ ($k = 0, 1, 2, \dots, m$).

Совокупность узлов, образующихся в результате пересечения прямых x_i и τ_k , представляют собой прямоугольную сетку. Используя сеточные операторы второго порядка и разностную схему Дюфорга-Фраункеля [1], для системы уравнений (1) получим следующую сеточную задачу:

$$\begin{cases} \frac{T_i^{k+1} - T_i^{k-1}}{2\ell} = a \frac{T_{i-1}^k - T_i^{k-1} - T_i^{k+1} + T_{i+1}^k}{h^2} + \frac{\varepsilon \Gamma}{c} \frac{u_i^{k+1} - u_i^{k-1}}{2\ell} \\ \frac{u_i^{k+1} - u_i^k}{2\ell} = a_m \frac{u_{i-1}^k - u_i^{k-1} - u_i^{k+1} + u_{i+1}^k}{h^2} + a_m \delta \frac{T_{i-1}^k - T_i^{k-1} - T_i^{k+1} + T_{i+1}^k}{h^2} \end{cases} \quad (4)$$

$$i = 1, 2, \dots, n-1; \quad k = 0, 1, \dots, m-1$$

При этом начальные и граничные условия примут вид:

$$T_i^0 = f_1(x_i), \quad u_i^0 = f_2(x_i) \quad (5)$$

$$\begin{cases} T_0^{k+1} = T_1^{k+1} - \frac{h}{\lambda} \varphi_1(\tau_{k+1}) \\ T_n^{k+1} = T_{n-1}^{k+1} + \frac{h}{\lambda} \varphi_2(\tau_{k+1}) \\ u_0^{k+1} = u_1^{k+1} - \frac{h}{\lambda^2} \psi_1(\tau_{k+1}) \\ u_n^{k+1} = u_{n-1}^{k+1} + \frac{h}{\lambda^2} \psi_2(\tau_{k+1}) \end{cases} \quad (6)$$

$$\text{где } \begin{cases} \varphi_j(\tau) = r(1-\varepsilon)g_j(\tau) - q_j(\tau) \\ \psi_j(\tau) = \delta q_j(\tau) - \left(\delta r(1-\varepsilon) + \frac{\lambda}{a_m \rho_0} \right) g_j(\tau) \end{cases} \quad j = 1, 2 \quad (7)$$

После некоторых преобразований, для нахождения T_i^{k+1} , u_i^{k+1} будем иметь:

$$T_i^{k+1} = \frac{(1+s_m)F_1 + \frac{\varepsilon \Gamma}{c} F_2}{\Delta}, \quad u_i^{k+1} = \frac{(1+s)F_2 - \delta s_m F_1}{\Delta} \quad (8)$$

где

$$\begin{aligned} \Delta &= (1+s)(1+s_m) + \frac{\varepsilon \Gamma}{c} \delta s_m, \quad F_1 = s(T_{i-1}^k + T_{i+1}^k) + (1-s)T_i^{k-1} - \frac{\varepsilon \Gamma}{c} u_i^{k-1} \\ F_2 &= \delta s_m (T_{i+1}^k + T_{i-1}^k - T_i^{k-1}) + s_m (u_{i-1}^k + u_{i+1}^k) + (1-s_m)u_i^{k-1}. \end{aligned} \quad (9)$$

$$s = \frac{2a\ell}{h^2}, \quad s_m = \frac{2a_m \ell}{h^2}$$

Рассматриваемая разностная схема безусловно устойчива и имеет порядок аппроксимации: $O(\ell^2, h^2)$.

Заменяя каждый член соотношений (4) разложением в ряд Тейлора, получим что при $s = s_m = 1/2\sqrt{3}$ порядок аппроксимации рассмотренной разностной схемы составит: $O(h^4)$.

Автор благодарит кандидата тех. наук З. Минасяна за постановку задачи и обсуждение полученных результатов.

Литература

1. Флетчер К. Вычислительные методы в динамике жидкостей. В 2-х томах: Т. 1. - М.: Мир, 1991.

ДИСТАНЦИОННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ УСТОЙЧИВЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЯХ

К. Мелкумян, М. Яхшибекян

Одним из наиболее универсальных и перспективных методов дистанционного определения мест повреждения (ОМП) на высоковольтных линиях (ВЛ) является локационный метод. В энергосистемах нашли применение локационные искатели 2-х классов - автоматические и неавтоматические. Неавтоматические искатели представлены приборами типа Р5-5, Р5-10 и позволяют определять расстояние до места повреждения только при глухом к.з. или обрыве. Широкое внедрение искателей этого типа сдерживается сложностью обслуживания при их использовании на ВЛ, т.к. эти устройства в большой степени предназначены для измерения на кабельных линиях электропередачи и связи. По результатам научно-исследовательской работ проведенные ВНИИЭ (Москва), нами совместно с СКТБ ВКТ Мосэнерго было разработано автоматическое устройство зондирования аварийных ВЛ, основанное на локационном методе ОМП.

Работа локационного искателя основана на послыске в контролируемую линию зондирующих импульсов, приеме отраженных импульсов с последующей обработкой и вычислением расстояния до мест повреждения. Сигналы, отраженные от неоднородностей волнового сопротивления, среди которых наиболее значительными являются места обрыва и к.з. провода, будут смещены по времени относительно зондирующего импульса. Величина этого временного смещения будет пропорционально расстоянию до неоднородности (к.з., обрыв). Неоднородность волнового сопротивления характеризуется коэффициентом отражения и определяется как

$$\rho = \frac{U_0}{U_z} = \frac{z - \rho}{z + \rho}$$

где:

U_0 - амплитуда отраженного импульса;

U_z - амплитуда зондирующего импульса;

p - волновое сопротивление линии;

z - сопротивление линии в месте повреждения.

Эффективность устройства снижается при наличии на линии таких неоднородностей, как отпайка. При этом устройство может не зафиксировать повреждение, расположенное за местом пайки. Эта особенность ограничивает применение устройства в густонаселенных районах страны.

Точность ОМП зависит от частоты заполнения зондирующего радиоимпульса, частотой характеристики системы присоединения к проводам линии, наличия помех.

Величина километрического затухания линии определяет предельное расстояние, на котором может быть четко различимо отражение от места повреждения. При уменьшении частоты заполнения зондирующего импульса ухудшается разрешающая способность вблизи начала линии (увеличивается так называемая мертвая зона).

В Нагинских электрических сетях Мосэнерго проводились испытания на ВЛ 220КВ Шатура-Шибаново. Закоротка устанавливалась последовательно в трех точках ферма расстояния 4, 35 и 80 км. Погрешность измерения не превышала 0,85% диапазона измерения.

Основные технические данные опытных образцов:

- Погрешность измерения, % не более		±1
- Амплитуда зондирующего импульса, В		200
- Частота заполнения радиоимпульса, кГц		75
- Время одного измерения, мин		5÷100
- Показание		цифровое
- Мертвая зона, км, не более		5
- Потребляемая мощность, ВА, не более	100	
- Масса, кг, не более		15

Устройства имеют режим самоконтроля, в процессе измерения не требуется регулировка, настройка и т.п.