



*Հերագորական խմբի ղեկավար՝
ՄԻՔԱՅԵԼ ՄԵԼՔՈՒՄՅԱՆ*
յնտեսագիտության դոկտոր, պրոֆեսոր

*Հերագորական խմբի անդամներ՝
ՍՈՒՐԵՆ ՊԱՐՍՅԱՆ*
յնտեսագիտության թեկնածու, դոցենտ
ԶԱՐՈՒՀԻ ՄԵԼՔՈՒՄՅԱՆ
յնտեսագիտության թեկնածու, դոցենտ
ԹԱԳՈՒՀԻ ԲԱՐՍԵՂՅԱՆ
յնտեսագիտության թեկնածու
ՄԱՐԻԱՄ ՏԻՏԻԶՅԱՆ
ՀՊՏՀ ասպիրանտ
ԱՄԱԼՅԱ ԲԱՀԱՐՅԱՆ
ՀՊՏՀ ասպիրանտ

**ԷԼԵԿՏՐՈՆԻԿԱԿԱՆ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ
ՏԱՐԲԵՐԱԿՄԱՆ ԵՎ ՍՊԱՍԱՐԿՄԱՆ
ՎՃԱՐՆԵՐԻ ՍԱՀՄԱՆՄԱՆ
ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅՈՒՆ**

DOI: 10.52174/978-9939-61-268-3

ՀՏԴ 338.5
ԳՄԴ 65.25
Է 281

*Հրապարակության է երաշխավորել
ՀՊՏՀ գիտական խորհուրդը*

Մասնագիտական խմբագիր՝

Դ. Հախվերդյան

տ.գ.դ., պրոֆեսոր

Գրախոսներ՝

Վ. Բոստանջյան

տ.գ.դ., պրոֆեսոր

Ս. Խաչիկյան

տ.գ.թ., դոցենտ

Խմբագրական խորհուրդ՝

Դ. Գալոյան

տ.գ.դ., պրոֆեսոր

Թ. Մկրտչյան

տ.գ.դ., պրոֆեսոր

Դ. Հախվերդյան

տ.գ.դ., պրոֆեսոր

Գ. Նազարյան

տ.գ.թ., դոցենտ

Է 281

Էլեկտրաէներգիայի սակագների տարբերակման և սպասարկման վճարների սահմանման ուսումնասիրություն / Մ. Մելքունյան և ուրիշներ.- Եր.: Տստեսագետ, 2023.- 112 էջ.- («Ամբերդ» մատենաշար 63):

Սույն հետազոտության շրջանակներում դիտարկվել է էլեկտրաէներգիայի սակագների տարբերակման և սպասարկման վճարների սահմանման նպատակահարմարությունը և առաջարկվել են հայաստանյան իրավիճակին համապատասխան կառուցակարգեր (տարբերակներ):

Հեղինակներն իրականացրել են ՀՀ էլեկտրաէներգիայի շուկայի ներկա վիճակի վերլուծություն, ներկայացրել ոլորտի օրենսդրական կարգավորումը, ինչպես նաև ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային քաղաքականության հիմնական դրույթները: Միաժամանակ առաջարկվել է ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագնի հաշվարկման նոր մեթոդիկա:

ՀՏԴ 338.5

ԳՄԴ 65.25

ISBN 978-9939-61-268-3

© «Ամբերդ» հետազոտական կենտրոն, 2023

© «Տստեսագետ» հրատարակչություն, 2023

Ներածություն..... 5

Գլուխ 1. ՀՀ ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ՀԱՄԱԿԱՐԳՈՒՄ ՍԱԿԱԳՆԱՅԻՆ ՔԱՂԱՔԱԿԱՆՈՒԹՅԱՆ ՀԻՄՆԱԿԱՆ ԴՐՈՒՅԹՆԵՐԸ ԵՎ ԱՌԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ 12

Գլուխ 2. ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԵՎ ՍՊԱՍԱՐԿՄԱՆ ՎՃԱՐՆԵՐԻ ԻՐԱՎԱԿԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՄԱՆ ՀԻՄՆԱԽՆԴԻՐՆԵՐԸ ՀՀ-ՈՒՄ..... 28

Գլուխ 3. ՌԵԱԿՏԻՎ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ, ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԵՎ ՎՃԱՐՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ ԿԱՌՈՒՑԱԿԱՐԳԻ ԱՆՀՐԱԺԵՇՏՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀՀ-ՈՒՄ..... 41

Գլուխ 4. ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՏԱՐԲԵՐԱԿՎԱԾ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԿԻՐԱՌՄԱՆ ՄԻՋԱԶԳԱՅԻՆ ՓՈՐՁԸ ԵՎ ԴՐԱ ՆԵՐԴՐՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ ՀՀ-ՈՒՄ..... 64

Եզրակացություն..... 77

Օգտագործված գրականություն 88

Համառոտագրեր..... 90

Ինչպես հայտնի է, ցանկացած երկրում տնտեսության զարգացման կարևորագույն քարշակներից մեկը էներգետիկան է: Մեր հանրապետությունում, դեռևս խորհրդային տարիներից, այս ոլորտը եղել է հարաբերականորեն զարգացած՝ հաշվի առնելով հետևյալ կարևոր գործոնները. առաջին՝ Հայկական ատոմային էլեկտրակայանը և երկրորդ՝ մշտապես էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը և այն արտահանելու հնարավորությունը:

Չանդրադառնալով անցած երեսուն տարիների ընթացքում այս ոլորտի իրադարձություններին և քաղաքականությանը՝ այնուամենայնիվ նշենք, որ 1987 թ. ՀՀ-ում արտադրվել է 18 մլրդ կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա, իսկ ներկայումս արտադրվում է 7,5 մլրդ կՎտ/ժ: Խորհրդային տարիներին հիմնական սպառողը եղել է արդյունաբերությունը, ներկայումս իրավիճակն այլ է: Բայց դա չի նշանակում, որ ՀՀ-ում հնարավորություն չկա ներկրման և արտահանման համար վարելու էներգետիկ սակագնային այնպիսի քաղաքականություն, որը կխթանի տնտեսության տարբեր ճյուղերի և արտադրության զարգացումը:

Ինչևէ, այսպիսի հնարավորություն կա, և հենց այդ նպատակով մեր հետազոտական խմբի աշխատանքի առաջին ուղղությունը տարբերակված սակագնի սահմանման հիմնավորումն է արտադրողների և բնակիչ բաժանորդների համար:

Հետազոտության թեմայի նպատակներից է նաև էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սպասարկման վճարի սահմանումը, որով, ըստ էության, որոշակի հավասարակշռություն է նախատեսվում էլեկտրաէներգիա արտադրողների և այն իրացնող խողովակների միջև՝ ենթակառուցվածքների օգտագործման դիմաց վճարումը սպասարկողների համար արդյունավետ դարձնելու միջոցով:

Հետազոտության հիմնական նպատակն է ուսումնասիրել էլեկտրաէներգիայի սակագների տարբերակման և սպասարկման վճարների նպատակահարմարությունը և առաջարկել հայաստանյան իրավիճակին համապատասխան կառուցակարգեր (տարբերակներ):

Հետազոտության հիմնական խնդիրներն են՝

- ներկայացնել էլեկտրաէներգետիկ ոլորտի հիմնական հասկացությունները, կազմի և կառուցվածքի ձևավորման վրա ազդող գործոնները, պետական կարգավորման բարելավման անհրաժեշտությունը և առանձնահատկությունները,
- վերլուծել ԵԱՏՄ և այլ երկրների էլեկտրաէներգետիկական շուկան և սակագների ձևավորման վրա ազդող հիմնական գործոնները,

- հետազոտել էլեկտրաէներգիայի սակագնի մեթոդաբանության միջազգային փորձը՝ միաժամանակ դիտարկելով դրա տեղայնացման հնարավորությունները,
- ուսումնասիրել Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի սակագնի մեթոդաբանությունը և շուկայի ազատականացման գործընթացը՝ դիտարկելով տարբերակված սակագներ սահմանելու մեխանիզմները,
- գնահատել էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագներ կիրառելու ազդեցությունը Հայաստանի տնտեսության, այդ թվում՝ էներգատար ճյուղերի վրա,
- բացահայտել էլեկտրաէներգիայի սպասարկման վճարներ սահմանելու նպատակահարմարությունը ներկա պայմաններում:

Հեղափոխական թեմայի արդիականությունը: ՀՀ էներգետիկայի ոլորտում իրականացվող բարեփոխումները ժամանակակից պայմաններում ի հայտ են բերում տեխնիկական, ֆինանսական, կազմակերպական, էկոլոգիական խնդիրներ, որոնք հիմք են հանդիսանում էներգետիկական համակարգի կարգավորման նոր ռազմավարական ծրագրերի մշակման համար: Քանի որ էներգիայի մատակարարումը և սպառումը կարելի է ներկայացնել որպես ինտեգրված հոսքային գործընթացներ, ապա վերջիններս կարող են դիտարկվել որպես հաջորդական տրամաբանական շղթա: Դինամիկ զարգացող շուկայական միջավայրում էներգահամակարգը կարգավորող մարմինների խնդիրն է ոչ միայն հումքային, ֆինանսական և տեղեկատվական հոսքերի օպտիմալացումը, այլ նաև դրանց արդյունավետ կարգավորումը:

ՀՀ էներգետիկայի բնագավառի կարգավորումը ՀՀ տնտեսության հիմնախնդիրներից է, որի նպատակն է, էլեկտրաէներգետիկական շուկայի գործունեության կանոնների, կարգավորող սակագների և թույլտվության պայմանների սահմանմամբ ու վերահսկմամբ, հավասարակշռել սպառողների և գործունեության թույլտվություն ունեցող անձանց շահերը, նրանց համար ստեղծել գործունեության միատեսակ պայմաններ և նպաստել մրցակցային շուկայի ձևավորմանն ու զարգացմանը: Հետևապես, կարևորվում է էլեկտրաէներգիայի արտադրման, մատակարարման ու բաշխման համակարգերի գործունեության արդյունավետության բարձրացման գնահատումը և գործող սակագների հիմնավորվածության ուսումնասիրումը: Կարգավորումը մեծ նշանակություն ունի նաև բնակչության կենսամակարդակի, այդ թվում՝ աղքատության հիմնախնդրի լուծման տեսանկյունից, քանի որ ՀՀ տնտեսության ճյուղերի կայուն տնտեսական և համաչափ զարգացման համատեքստում էներգետիկան՝ որպես հասարակության զարգացմանն ուղղված կարևորագույն ոլորտ, կոչված է ապահովելու երկրի առաջընթացն ու տնտեսության զարգացումը:

Էներգետիկ համակարգում առկա են նկատելի մարտահրավերներ՝ կապված բավարար էներգամատակարարման ապահովման և սպառողների համար մատչելի ու կայուն սակագնային քաղաքականության վարման հետ:

Մյուս տեսանկյունից, հին և մաշված էլեկտրաէներգետիկ ենթակառուցվածքների առկայությունը, տեխնիկատնտեսական և բնապահպանական ցուցանիշների անհամապատասխանությունը միջազգային պահանջներին, տեղակայված արտադրական հզորությունների, ՋԷԿ-երի հիմնական սարքավորումների աշխատանքի տևողության սահմանային 200 հազ. ժամի գերազանցումը շուկայի կարգավորման առաջնահերթությունը ծնող կարևորագույն գործոններ են:

Այսպիսով, հետազոտության թեմայի արդիականությունը պայմանավորված է վերը նշված փաստարկներին գիտականորեն հիմնավորված ուսումնասիրության, վերլուծության և համապատասխան հեռանկարային, արդյունավետ լուծումների առաջադրման անհրաժեշտությամբ:

Միջազգային պրակտիկայում էլեկտրաէներգիայի սպառման ընդհանուր ծավալում բնակչության սպառումը կազմում է շուրջ 21-23%, ՀՀ-ում՝ 33-35%: Սա նշանակում է, որ բնակչությանն առաքվող էլեկտրաէներգիայի սակագինը, որը հիմնականում ձևավորում է դրա նկատմամբ պահանջարկը, պետք է լինի բավականին ճկուն և սպառողի համար գրավիչ՝ օրվա տարբեր ժամերին: Չէ՞ որ գիշերային ժամերին էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալը կտրուկ նվազում է, ուստի գնային ռեժիմը ներքին սակագնի իմաստով «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ում ընկնում է մինչև մեկ կիլովատտի համար 15 ՀՀ դրամ: Սա հանգեցնում է «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ի և ամբողջ համակարգի գործունեության արդյունավետության անկմանը: Նույն տրամաբանությամբ պետք է խթանել գիշերային սակագնով էլեկտրաէներգիայի սպառումն արտադրողների և տնտեսավարող սուբյեկտների կողմից:

Հատկապես, դա ակնհայտ է անընդհատ ցիկլի կամ դրան համադրելի արտադրություններում: ՀՀ-ում, սակայն, ի տարբերություն այլ երկրների, աշխատողների համար գիշերային հերթափոխները, կարծես թե, այնքան էլ ընդունելի չեն: Ուստի, պետք է համադրել երկու գործոն. առաջին՝ գիշերային խիստ շահավետ սակագնով աշխատելու դեպքում խնայողության չափը և երկրորդ՝ արտադրության կազմակերպման տեխնոլոգիական այնպիսի վերակազմակերպումը, որ գիշերային հերթափոխների դեպքում առավել նվազ թվաքանակով վարձու աշխատողներ աշխատեն: Մեր հետազոտության հիմնական նպատակներից սույնի արդիականությունը բավականին մեծ է և բնավ կասկած չի հարուցում, քանի որ տնտեսավարողն այս առումով պետք է համադրի այս երկու տարբերակները: Կարծում ենք՝ արդյունքը երկար չի սպասեցնի:

Հայտնի է, որ ցանկացած երկրում էներգետիկան տնտեսության ողնաշարն է: Ուստի, էներգետիկ համակարգի զարգացման մակարդակով է նաև

պայմանավորված տվյալ երկրում տնտեսական աճի և զարգացման մակարդակը: Մեր հանրապետությունն ունի համեմատաբար զարգացած էներգետիկ համակարգ և որպես արդյունք՝ նաև էլեկտրաէներգիա արտահանելու հնարավորություն: Սակայն, անցած 15-20 տարիների ընթացքում ՀՀ էներգետիկ համակարգում ամենազգայուն խնդիրներից մեկը մշտապես հանդիսացել է ֆինանսական ճեղքվածքը՝ «արտադրող կայաններ»-«Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-«Բարձրավոլտ էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-«Սպառողներ» հարաբերությունների տիրույթում: Եվ, որպես հետևանք, տարիների ընթացքում հենց այդ ֆինանսական խնդիրներն են հիմնականում հիմք հանդիսացել էլեկտրաէներգիայի սակագնի բարձրացման համար:

Անշուշտ, այս ամենն ունի արտաքին ազդման և ներքին գործոններով պայմանավորված հիմք: Արտաքինն առավելապես պայմանավորված է սահմանային գազի գնի փոփոխությամբ, իսկ ներքին գործոնները՝ ՀՀ-ում էներգետիկայի զարգացման ծրագրի կենսագործմամբ և իրատեսականությամբ, ինչպես օրենքով ՀՀ էներգետիկայի երկարաժամկետ զարգացման հայեցակարգն է և կամ էներգետիկ համակարգի տարբեր օղակների, այդ թվում՝ «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ի ընթացիկ և օպերատիվ կառավարման արդյունավետությունը և այլն: Սույն հետազոտության հիմնական նպատակը ներկա փուլում էներգետիկ համակարգում կարևորագույն հիմնախնդիր հանդիսացող երկու առանցքային ուղղություններում իրերի վիճակի վերլուծությունն ու համապատասխան եզրակացություններ և առաջարկություններ ներկայացնելն է:

Առաջ անցնելով նշենք՝ ներկայումս ՀՀ-ում գործում են, օրինակ, արևային էներգիայով սնվող և այդ էներգիան ցանցին փոխանցող շուրջ 8000 սուբյեկտներ, որոնք փաստացի առանց որևէ ծախսի և ներդրման օգտվում են էներգետիկ համակարգի պատրաստի գործող ենթակառուցվածքներից, իսկ վերջիններիս շահագործումը, սպասարկումը և պահպանումը իրականացնում է «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ն: Սա առաջացնում է լրացուցիչ ծախսեր և օպերատիվ կառավարման դժվարություններ:

Նշենք նաև, որ արևային էներգիայի մասով սուբյեկտների թվաքանակը շեշտակիորեն աճում է, ներկայումս նրանք գեներացնում են շուրջ 150 մգ հզորություն կամ մոտ 210-220 մլն/կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա և այս տարիներին դրսևորում են արագ ավելանալու միտում: Ուստիև, խնդրո առարկայի քննարկումն էապես արդիական է: Նույնը, ինչպես արդեն նշել ենք, վերաբերում է տարբերակված սակագնի սահմանման խնդրին:

Վերջին մեկ տարվա ընթացքում բիզնեսի համար էլեկտրաէներգիայի սակագինը վերանայվել է երկու անգամ: 2021 թ. փետրվարի 1-ից բիզնեսի համար էլեկտրաէներգիայի սակագինը բարձրացել է 3 դրամով, իսկ 2022 թ. փետրվարի 1-ից՝ 5,5 դրամով: Այս բարձրացումների հետևանքով կտրուկ ավելացել են էլեկտրաէներգիայի ուղղությամբ ծախսերը, ինչի հետևանքով նվազել է ապրանքի մրցունակությունը:

Մեծապես տուժել են Հայաստանի տնտեսության էներգատար ճյուղերը, մասնավորապես՝ այլումինի, ցեմենտի, հացամթերքի, հրուշակեղենի, կաթնամթերքի արտադրությունները և հանրությանը ծառայություններ մատուցող ձեռնարկությունները:

Էլեկտրաէներգիայի գործող սակագները տարբերակված են ըստ լարման, գիշերային-ցերեկային և սպառման ծավալների:

Ընդհանուր առմամբ, ՀՀ էներգետիկական համակարգի կառավարման արդյունավետության բարձրացման հիմնախնդիրները է՛լ ավելի արդիական են դառնում՝ հաշվի առնելով այն, որ 44-օրյա արցախյան պատերազմի հետևանքով Արցախի Հանրապետության տարածքների մի մասի կորստի հետևանքով շուրջ 800 մլն կՎտ/ժ տարեկան էլեկտրաէներգիայի ծավալի կորուստ է ձևավորվել, որից շուրջ 330 մլն կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա մատակարարվում էր ՀՀ, իսկ մնացած մասը սպառվում էր Արցախի բնակիչների կողմից:

Համակարգի արդյունավետությունը պայմանավորված է նաև թողարկվող էլեկտրաէներգիայի ներքին միջին ինքնարժեքի մեծությամբ: Հայտնի է, որ Հրազդանի ՋԷԿ-ը և 5-րդ էներգաբլոկն աշխատում են, ըստ էության, բավականին բարձր ինքնարժեքով և որոշ ժամանակ անց պետք է շահագործումից դուրս գրվեն: Դրանց փոխարեն պետք է ձևավորվեն նոր, ավելի խնայողական էներգետիկ հզորություններ, որը, իհարկե, ժամանակի հարց է:

Մեր կողմից իրականացվող հետազոտության թեմայի այժմեականությունն ու կարևորությունը պայմանավորված են նաև տարածաշրջանային նշանակությամբ Իրան-Հայաստան-Հայաստան-Վրաստան-Վրաստան-ՌԻԴ էներգետիկ միջանցքի ձևավորման խնդրով:

Այս միջանցքի ձևավորումը նույնպես ժամանակ և համապատասխան ներդրումներ է պահանջում, որն էլ սերտորեն շաղկապված է հետազոտության թեմայի հետ և իր ուրույն ազդեցությունն ունի համակարգում ձևավորվող ծախսերի գնահատման և դրանց օպտիմալացման վրա:

Այսպիսով, ամփոփելով հետազոտության թեմայի արդիականության հիմնավորումը, արձանագրենք, որ էլեկտրաէներգետիկ համակարգի արդյունավետությունը հիմնված է նաև համալիրի անվտանգության և անխափանության ապահովման վրա: Ուստի, տարբերակված սակագների և սպասարկման վճարի սահմանումը և կիրառությունը դրանց ապահովման կարևորագույն գործիքներից են, որոնք այնպես պետք է կիրառել, որպեսզի համակարգում առկա հավասարակշռությունը նախ՝ չխախտվի, և երկրորդ՝ դրանց միջոցով ավելանա համակարգի օպերատիվ կառավարման հուսալիությունը:

Օրինակ, սպասարկման վճարները չի կարելի կիրառել արդեն իսկ գործող էներգիա արտադրող սուբյեկտների նկատմամբ, որովհետև նախ՝ օրենքը հետադարձ ուժ չունի, և երկրորդ՝ դրանով խախտվում են ներդրումային

ծրագրի կանխատեսելիությունը և պայմանները:

Կարելի է այդպիսի շատ օրինակներ ներկայացնել, սակայն կարծում ենք՝ դա կարվի ապագա հետազոտության շրջանակներում:

Եվ վերջում, չի կարելի չնշել, որ զարգացած և ժամանակակից էներգետիկ համակարգի առկայությունը հուսալի հիմք է նաև տնտեսության այլ ոլորտների զարգացման համար: Հետևաբար, հետազոտության թեմայի արդիականությունը չի կարող նշույլ անգամ կասկած հարուցել:

Հեղազոտության փեդեկավարական և մեթոդական հիմքերը: Հետազոտությունում առաջադրված խնդիրների լուծման համար տեսական և մեթոդական հիմք են հանդիսացել տնտեսագիտության դասական և ժամանակակից տեսությունների հիմնական դրույթները, հայրենական և արտասահմանյան հետազոտողների աշխատությունները, ոլորտը կարգավորող օրենսդրական և ենթօրենսդրական ակտերը, մասնավորապես՝ «Էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքը, «Հանրային ծառայության մասին» ՀՀ օրենքը, ՀՕԿՀ հաշվետվությունների, որոշումների, ՀՀ տարածքային կառավարման և ենթակառուցվածքների նախարարության էներգետիկայի վարչության, ՀՀ վիճակագրական կոմիտեի, ՀՀ ԿԲ-ի, էլեկտրաէներգիա արտադրող ընկերությունների պաշտոնական տվյալները և էլեկտրոնային տեղեկատվական աղբյուրները: Հետազոտության համար որպես գիտական հիմք են ծառայել արտասահմանյան հեղինակների՝ ռեակտիվ էներգիային առնչվող աշխատությունները, որոնց վերաբերյալ, ցավոք, Հայաստանի Հանրապետությունում չեն կատարվում տնտեսագիտական բովանդակության գիտական ուսումնասիրություններ, այլ առավելապես արտացոլում են ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի առաջացումը և կորուստներին առնչվող տեխնիկական բնութագրերը:

Հետազոտության համար հիմք են հանդիսացել հիմնականում Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի շուկայի մասնակիցների կողմից տրամադրված տվյալները, ինչպես նաև պետության կողմից էլեկտրաէներգիայի, այդ թվում՝ ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի առնչությամբ ընդունված իրավական ակտերում առկա հիշատակումները, հետևաբար ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի ու առաջարկի հաշվարկման, ինչպես նաև սպասարկման վճարի սահմանման նպատակահարմարությունը գնահատելու համար կիրառվել են գիտական հետազոտության մեթոդներ: Գիտական ճանաչողության ընդհանուր մեթոդի էմպիրիկ հետազոտության մեթոդներից կիրառվել է **համեմատությունը**, որի միջոցով ուսումնասիրվել են ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի հաշվարկման մի շարք բանաձևեր: Կիրառվել է նաև **չափման մեթոդը**՝ մասնավորապես ներկայացնելով ռեակտիվ և ակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալները սառնարանում տեղադրված էլեկտրական շարժիչի օրինակի շրջանակներում: **Վերլուծության մեթոդի** գործիքակազմի միջոցով ուսումնասիրվել են Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի շուկայում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա արտադ-

րողների կարողությունները և ռեակտիվ հզորության պիկային մեծությունների շարժընթացը: Հետազոտությունում կիրառվել են նաև **վիճակագրական, գործոնային, համեմատական, համակարգային վերլուծությունների, ինչպես նաև խմբավորումների և աղյուսակային մեթոդներ:**

Այսպիսով, վերոնշյալ մեթոդների կիրառությամբ հնարավորություն ենք ունեցել հետազոտությունում ներկայացնելու էլեկտրաէներգիայի շուկայում պետական քաղաքականության փոփոխության վերաբերյալ առաջարկներ՝ օգտագործելով ինդուկցիայի մեթոդը. մասնավոր դեպքերից ու փաստերից ընդհանուր եզրակացություններ ենք կատարել, այդ թվում՝ վեր ենք հանել առկա օրենսդրական բացերը և ներկայացրել ենք խնդրի լուծման ուղղությամբ առաջարկություններ:

Հետազոտության շրջանակներում կատարված ուսումնասիրության արդյունքներն ունեն ինչպես տնտեսա-տեղեկատվական, այնպես էլ կիրառական նշանակություն, քանի որ ներկայումս Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի և Հայաստանի Հանրապետության տարածքային կառավարման և ենթակառուցվածքների նախարարության համար հրատապ է ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի հաշվարկման վերաբերյալ օրենսդրական փոփոխությունների իրականացումը և վարչարարությանն առնչվող կարգավորումների սահմանումը:

Հեղափոխությանը ակնկալվող արդյունքները: Հետազոտության արդյունքում ներկայացվել են Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի սակագների մեթոդաբանության բարելավմանն ուղղված առաջարկություններ՝ դիտարկելով տարբերակված սակագներ ունենալու հնարավորությունները և սպասարկման վճարների առանձնացման անհրաժեշտությունը: Անշուշտ, էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագներ սահմանելու և ինչպես էներգետիկ համակարգի ամբողջ շրջանակում, այնպես էլ տնտեսավարող սուբյեկտների և բնակիչ բաժանորդների շրջանակում դրա համալիր ազդեցության գնահատման անհրաժեշտությունն առաջնային է: Եվ երկրորդ հիմնական նպատակը էներգետիկ համակարգում ու արևային էլեկտրաէներգիա գեներացնող սուբյեկտների համար սպասարկման վճար սահմանելու հիմնավորումն է: Մասնավորապես, հիմնավորվել է ձեռնարկատիրության տարբեր ոլորտներում էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագնի կիրառման արդյունքում տնտեսավարող սուբյեկտների համար ակնառու խնայողությունների ձևավորման, նոր տեխնոլոգիաների վերակազմավորումների արդյունքում հատկապես գիշերային հերթափոխների ընթացքում վարձու աշխատողների թվաքանակի օպտիմալացման անհրաժեշտությունը: Դրանք կլինեն ըստ ճյուղային ոլորտների՝ համապատասխան երաշխավորությունների տեսքով: Սպասարկման վճարի հիմնավորման առանցքում անվճար էներգետիկ ենթակառուցվածքներից օգտվելու բացառումն է արտադրող սուբյեկտների կողմից՝ հիմնավորում-բացատրագրերի տեսքով:

**ՀՀ ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ՀԱՄԱԿԱՐԳՈՒՄ
ՍԱԿԱԳՆԱՅԻՆ ՔԱՂԱՔԱԿԱՆՈՒԹՅԱՆ
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ԴՐՈՒՅԹՆԵՐԸ ԵՎ ԱՌԿԱ
ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ**

Ազգային էներգետիկական շուկայի մոդելի ընտրությունը բավականին բարդ և փուլային գործընթաց է: Թեպետ համաշխարհային շուկայում առկա են բարեփոխումների իրականացման մի շարք մոդելներ, որոնք իրենց դրական ազդեցությունն են ունեցել տնտեսության և էներգետիկայի զարգացման վրա, այնուամենայնիվ, ՀՀ էներգետիկ բնագավառի կարգավորման կատարելագործման ուղիների մշակման և արդյունավետ ներդրման անհրաժեշտությունը ժամանակի հրամայական է դարձել:

ՀՀ էներգետիկայի բնագավառի կարգավորումը ՀՀ տնտեսության համար առանցքային և հիմնարար է, որի նպատակն է էլեկտրական, ջերմային էներգիայի և բնական գազի շուկաների գործունեության կանոնների, կարգավորող սակագների և թույլտվության պայմանների սահմանմամբ ու վերահսկմամբ հավասարակշռել սպառողների և գործունեության թույլտվություն ունեցող անձանց շահերը, վերջիններիս համար ստեղծել գործունեության միատեսակ պայմաններ և նպաստել մրցակցային շուկայի ձևավորմանն ու զարգացմանը: Հետևապես, կարևորվում է էլեկտրաէներգիայի արտադրման, մատակարարման ու բաշխման համակարգերի գործունեության արդյունավետության գնահատումը, գործող սակագների հիմնավորվածության և տարբերակված սակագների ու սպասարկման վճարների կիրառման ուսումնասիրումը:

Էներգետիկ համակարգում առկա են ակնհայտ մարտահրավերներ՝ կապված բավարար էներգամատակարարման ապահովման և սպառողների համար մատչելի ու կայուն սակագնային քաղաքականության վարման հետ:

Հայաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգետիկական համակարգի բաղկացուցիչ օբյեկտների գործունեության կարգավորումն իրականացվում է օրենքների, ենթաօրենսդրական ակտերի և որոշումների միջոցով, որոնցից, մասնավորապես, անդրադարձ ենք կատարելու հետևյալներին՝

- Հայաստանի Հանրապետության օրենքը «Էներգետիկայի մասին», ընդունվել է 07.03.2001 թ.,
- Հայաստանի Հանրապետության օրենքը «Հանրային ծառայության մասին», ընդունվել է 23.03.2018 թ.,
- ՀՀ ՀԾԿՀ 18.08.2018 թ. N 289-Լ որոշմամբ հաստատված՝ ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական մեծածախ շուկայի նոր կառուցվածքի և էլեկտրական էներգիայի առևտրի հայեցակարգը, ՀՀ էներգետիկ անվտանգության ապահովման հայեցակարգը,

- ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 16.09.2005 թ. «Էլեկտրական էներգիա արտադրող ընկերությունների կողմից առաքված էլեկտրական էներգիայի (հզորության) սակագների հաշվարկման մեթոդիկան հաստատելու մասին» N 125-Ն որոշումը,
- ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 13.12.2017 թ. ««Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ի կողմից սպառողներին վաճառվող էլեկտրական էներգիայի և բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկման մեթոդիկան հաստատելու մասին» N 541-Ն որոշումը,
- Լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի և Սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդիկա, Հավելված N 1՝ Էլեկտրական էներգիայի (հզորության) բաշխման N0092 լիցենզիայի պայմանների:

Էներգետիկ ոլորտի կարգավորման որակը, ինչպես նաև հանրային վարչարարության գործունեության արդյունավետությունը անմիջականորեն ազդում են գործող ընկերությունների ընթացիկ ծախսերի և արտադրական գործընթացների կազմակերպման վրա: Արդյունավետ կարգավորվող համակարգը նպաստում է արդյունավետության բարձրացմանը և նորամուծություններին, մինչդեռ իներտ վարչարարական գործընթացները կամ ուշացած կարգավորող տեխնիկական որոշումները կարող են վտանգել արտադրողականության աճը և մրցակցությունը¹:

Շուկայում արդյունավետ գործունեության հիմնական գրավականը շուկայի բոլոր մասնակիցների միջև մրցակցության և ելակետային հավասար պայմանների ապահովումն է, ինչն էլ կարգավորողի հիմնական խնդիրն է: Այդպիսի պայմաններում գործելով՝ ընկերություններն իրենք են շահագրգռված լինում կատարելագործելու սեփական արդյունավետությունը, ինչը և հանգեցնում է արտադրական ծավալների ավելացմանը, հետևաբար նաև՝ գների իջեցմանը:

Մեր հետազոտության նպատակներից է Հայաստանի Հանրապետության էներգետիկ շուկան կարգավորող օրենսդրության վերլուծության և առկա թերությունների բացահայտման միջոցով հայկական շուկայի զարգացման իրական մակարդակը հատկորոշելը և նրա հեռանկարային բարելավման այն ուղղությունները ներկայացնելը, որոնք, ըստ մեզ, առավելապես կհանգեցնեն ՀՀ էներգետիկ ոլորտի արդյունավետ զարգացմանը:

«Էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքի համաձայն՝ էլեկտրաէներգիայի արտադրության և հաղորդման համակարգերի գործունեությունը գտնվում է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատորի պատասխանատվության ներքո, մինևույն ժամանակ, վերջինիս համար բացակայում է բավարար մակարդակի լիազորությունների տրամադրումը: Հետևաբար, առաջա-

¹ St' u European competitiveness report 2004, Chapter 2, Section 2.2.1, Justification for public intervention in R&D and instruments, Commission staff working document SEC (2004); ISBN 92-894-8227-3:

նում են առանձին ճյուղի օրենսդրության մշակման հիմքեր՝ հստակ սահմանելու համակարգի օպերատորի գործունեությունն իրականացնող մարմինների և մյուս մասնակիցների գործառնությունները, որը կհանգեցնի ոլորտի արդյունավետ կառավարմանը:

Ներկայացնենք ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային քաղաքականության վարման հիմնական դրույթները: Էլեկտրաէներգիայի սակագնի մշակման կարգը սահմանվում է Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի կողմից ընդունված որոշումների հիման վրա: Վերջինիս համաձայն, ելնելով էլեկտրաէներգետիկական համակարգին մատուցվող ծառայության հաշվառման հնարավորությունից և նպատակահարմարությունից, էլեկտրաէներգիա արտադրող կազմակերպության համար կիրառվում են միադրույք, երկդրույք և բազմադրույք սակագներ: Ստորև ներկայացնենք համապատասխանաբար հաշվարկման մեթոդաբանությունները:

Էլեկտրաէներգիայի սակագների հաշվարկման մեթոդաբանության ձևավորման համար հիմք է ծառայում ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 16.09.2005 թ. «Էլեկտրական էներգիա արտադրող ընկերությունների կողմից առաքված էլեկտրական էներգիայի (հզորության) սակագների հաշվարկման մեթոդիկական հաստատելու մասին» N 125-Ն որոշումը: Վերջինիս հիման վրա սահմանվում են էլեկտրական էներգիայի հաղորդման գործունեության լիցենզիա ունեցող անձի կողմից էլեկտրական էներգիայի հաղորդման ծառայության մատուցման և արտադրողի սակագների հաշվարկման սկզբունքները, որոնք ներառում են անհրաժեշտ հասույթի ապահովումը, ծախսերի վերլուծությունը և սակագնի որոշումը: Սակագնի հաշվարկման համար առանցքային է անհրաժեշտ հասույթի ապահովման սկզբունքը, ինչը ենթադրում է հասույթի մի այնպիսի մեծության ապահովում, որը հնարավոր կդարձնի լիցենզավորված անձի հուսալի, անվտանգ և անընդհատ գործունեության համար պահանջվող ամբողջ գործառնական ծախսերը և ներգրավված կապիտալի դիմաց թույլատրելի (ողջամիտ) շահույթը: Անհրաժեշտ հասույթի հաշվարկի բաղկացուցիչներն են թույլատրելի տարեկան ծախսերը, հիմնական միջոցների մաշվածությունը և թույլատրելի շահույթը: Անհրաժեշտ հասույթը հաշվարկվում է հետևյալ կերպ՝

$$ԱՀ = ԹԾ + Մ + ԹՇ, \tag{1}$$

որտեղ՝

- ԹԾ-ն թույլատրելի տարեկան ծախսերն են,
- Մ-ն՝ հիմնական միջոցների մաշվածության և ոչ նյութական ակտիվների ամորտիզացիայի տարեկան մեծությունը,
- ԹՇ-ն՝ թույլատրելի շահույթը:

Թույլատրելի ծախսերը ներառում են սակագների հաշվարկման մեկ տարվա ընթացքում կատարվող ընթացիկ ծախսերը, որոնք կնպաստեն

կազմակերպության անխափան և բնականոն աշխատանքի ապահովմանը, այդ թվում՝ շահագործման և պահպանման ծախսերը, վառելիքային ծախսերը: Մաշվածությունն այս դեպքում հաշվարկվում է գծային մեթոդով:

Թույլատրելի շահույթի սահմանման երկու հիմնական ուղղությունները՝

- 1) գուտ ակտիվների շահույթի նորմայի եղանակ: Այն է՝ շահույթի հաշվարկման բազայի (ՇԲ) և թույլատրելի շահույթի նորմայի (ՇՆ) արտադրյալ,
- 2) անհրաժեշտ ֆինանսական ծախսերի հատուցման եղանակ:

Հարկ է նշել, որ հանձնաժողովը շահույթի նորմայի կարգավորման մեթոդը (Rate of Return methodology) կիրառում է էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների կողմից արտադրված էլեկտրաէներգիայի սակագները սահմանելիս: Սակայն, նմանօրինակ եղանակը, ըստ մեզ, չի կարող բավականաչափ խթաններ ստեղծել համակարգում կարգավորվող մենաշնորհների ծախսերի օպտիմալացման տեսանկյունից: Ուստի, կարևորվում է նոր և արդյունավետ մեթոդաբանության մշակման և ներդրման միջոցով հասնել համակարգում ծախսերի օպտիմալացման և հնարավոր պահուստների բացահայտման միջոցով՝ սակագների նվազեցման: Ելնելով էլեկտրաէներգետիկական համակարգին մատուցվող ծառայության հաշվառման հնարավորությունից և նպատակահարմարությունից՝ էլեկտրաէներգիա արտադրող կազմակերպության համար կիրառվում են միադրույք, երկդրույք և բազմադրույք սակագներ:

Այսպիսով, մեր գնահատմամբ, էլեկտրաէներգետիկական համակարգի գործունեության արդյունավետության բարձրացումը պայմանավորված է մարժայի հաշվարկման մեթոդաբանության մեջ նոր մոտեցումների կիրառման անհրաժեշտությամբ:

Համակարգում սակագնի մարժայի հաշվարկման մեթոդաբանությունն ունի վերանայման կարիք: Մանրածախ շուկայի շահագործումն իրականացվում է միայն փաստացի ռեժիմով և սակագնի սահմանված վերին շեմով: Էներգետիկ շուկայի գործունեության արդյունավետության բարձրացման առանցքային խնդիր է նաև սպառողների պաշտպանության իրավաօրենսդրական գործիքակազմի բացակայությունը:

Համաձայն ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 13.12.2017 թ. ««Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ի կողմից սպառողներին վաճառվող էլեկտրական էներգիայի և բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկման մեթոդիկական հաստատելու մասին» N 541-Ն որոշման՝ ծախսերի վերլուծության և դրանք սպառողական խմբերի միջև բաշխման նպատակով բաշխողի բոլոր ծախսերը դասակարգվում են երեք խմբի՝

- 1) էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսեր (ներառյալ փոխհատուցման գումարը),

- 2) էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսեր,
- 3) սպառողների սպասարկման ծախսեր:

Էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերը (ԳԷ) որոշվում են հետևյալ բանաձևով.

$$\mathbf{G\text{E}} = \sum_{t=1}^{12} \sum_{i=1}^n (\mathbf{L}_{it} * \mathbf{U}\mathbf{L}_{it} + \mathbf{E}\mathbf{E}_{it} * \mathbf{U}\mathbf{E}_{it} + \mathbf{E}\mathbf{U}_{it} * \mathbf{U}\mathbf{U}_{it} + \mathbf{E}\mathbf{L}_{it} * \mathbf{U}\mathbf{L}_{it}) + \mathbf{E}_2 * \mathbf{U}_2 + \mathbf{V}_{20} + \mathbf{V}_{20} \pm \mathbf{\Phi}\mathbf{G}, \tag{2}$$

որտեղ՝

- Շ_{it}-ն երկդրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի պայմանագրային հզորությունն է սակագնային տարվա t-րդ ամսվա համար, որը որոշվում է համաձայն հանձնաժողովի կողմից հաստատված Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ցանցային կանոնների,
- ՍՇ_{it}-ն երկդրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի համար հանձնաժողովի կողմից սահմանվող (սահմանված) հզորության դրույքն է սակագնային տարվա t-րդ ամսվա պատրաստական պայմանագրային հզորության համար,
- ԷԵ_{it}-ն երկդրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի կողմից սակագնային տարվա t-րդ ամսվա ընթացքում բաշխողին առաքվող էլեկտրական էներգիայի քանակն է,
- ՍԵ_{it}-ն երկդրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի համար հանձնաժողովի կողմից սահմանվող (սահմանված) առաքվող էլեկտրական էներգիայի դրույքն է սակագնային տարվա t-րդ ամսվա համար,
- ԷՍ_{it}-ն միադրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի կողմից սակագնային տարվա t-րդ ամսվա ընթացքում բաշխողին առաքվող էլեկտրական էներգիայի քանակն է,
- ՍՍ_{it}-ն միադրույք սակագնային համակարգում աշխատող i-րդ արտադրողի համար հանձնաժողովի կողմից սահմանվող (սահմանված) էլեկտրական էներգիայի սակագինն է սակագնային տարվա t-րդ ամսվա համար,
- ԷՆ_{it}-ն i-րդ ներկրողի կողմից սակագնային տարվա t-րդ ամսվա ընթացքում բաշխողին առաքվող կամ բաշխողի կողմից ներկրվող էլեկտրական էներգիայի քանակն է,
- ՄՆ_{it}-ն i-րդ ներկրողի և բաշխողի միջև կամ օտարերկրյա անձի և բաշխողի միջև էլեկտրական էներգիայի առուվաճառքի պայմանագրային գինն է սակագնային տարվա t-րդ ամսվա համար,
- ԷՀ-ն բաշխողի կողմից գնվող և հաղորդման ցանց մուտք գործող էլեկտրական էներգիայի քանակն է,
- ՍՀ-ն հանձնաժողովի կողմից սահմանվող՝ բաշխողին էլեկտրական էներգիայի հաղորդման ծառայության մատուցման սակագինն է,
- Վ_{Հ0}-ն հանձնաժողովի կողմից սահմանվող էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատորի ծառայության մատուցման հաստատագրված վճարն է սակագնային տարվա համար,

ՎՇօ-ն հանձնաժողովի կողմից սահմանվող էլեկտրաէներգետիկական շուկայի օպերատորի ծառայության մատուցման հաստատագրված վճարն է սակագնային տարվա համար,

ՓԳ-ն փոխհատուցման գումարն է:

Էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերը հաստատուն ծախսեր են, որոնք ներառում են բաշխման ցանցի շահագործման և պահպանման ծախսերը (նորոգման, նյութական, աշխատանքի վճարման և այլ ծախսեր), հիմնական միջոցների մաշվածության և ոչ նյութական ակտիվների ամորտիզացիայի գծով ծախսերը՝ բացառությամբ սույն մեթոդիկայի 8-րդ կետում նշված սպառողների սպասարկման ծախսերի: Ներդրումների հաշվին ստեղծված հիմնական միջոցների ու ոչ նյութական ակտիվների գուտ արժեքի նկատմամբ հաշվարկվող թույլատրելի շահույթը դիտարկվում է որպես ծախս և ներառվում է էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի մեջ:

Սպառողների սպասարկման ծախսերը ներառում են էլեկտրական էներգիայի հաշվառման համակարգերի տվյալների գրանցման, հաշիվների վարման, իրացված էլեկտրական էներգիայի դիմաց բաժանորդներից գումարների հավաքագրման, անհուսալի դեբիտորական պարտքերի գծով և սպառողների սպասարկման հետ կապված այլ ծախսերը:

Սպառողական խմբերի ձևավորումն իրականացվում է՝ ելնելով սպառողական յուրաքանչյուր խմբի՝ սպառման միանման բնութագրեր ունենալու, ինչպես նաև էլեկտրաէներգետիկական համակարգի համար համագոր գնային բեռնվածք ստեղծելու սկզբունքից:

Էլեկտրական էներգիայի սպառողները դասակարգվում են ըստ հետևյալ խմբերի՝

- 1) 110 կՎ լարմամբ սնվող սպառողներ,
- 2) 35 կՎ լարմամբ սնվող սպառողներ,
- 3) 6(10) կՎ լարմամբ սնվող սպառողներ,
- 4) 0,38 ու 0,22 կՎ լարմամբ սնվող սպառողներ:

Ծախսերի բաշխումը սպառողական խմբերի միջև իրականացվում է հետևյալ փուլերով.

- 1) էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերի բաշխում,
- 2) էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի բաշխում,
- 3) սպառողների սպասարկման ծախսերի բաշխում:

Էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերը սպառողական խմբերի միջև բաշխվում են համաձայն հետևյալ բանաձևի.

$$qE_k = \frac{qE}{E_F} * (E_k + \Delta E_k),$$

որտեղ՝

qE_k -ն էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերն են k -րդ սպառողական խմբի համար,

Էբ-ն բաշխողի կողմից սպառողներին վաճառելու և իր սեփական կարիքների օգտագործման նպատակով բաշխման ցանց մուտք գործող էլեկտրական էներգիայի տարեկան քանակն է,

Էկ-ն բաշխողի կողմից k-րդ սպառողական խմբի սպառողներին վաճառվող և նույն սպառողական խմբում իր սեփական կարիքների համար սպառվող էլեկտրական էներգիայի տարեկան քանակն է,

ՃԷ-ն բաշխման ցանցում էլեկտրական էներգիայի կորուստներն են՝ առաջացած բաշխողի կողմից k-րդ սպառողական խմբի իր սպառողներին էլեկտրական էներգիայի վաճառքի և իր սեփական կարիքների օգտագործման հետևանքով, որը որոշվում է հետևյալ սկզբունքի համաձայն՝

- 1) բաշխողի կողմից իր սպառողների էլեկտրամատակարարման հետևանքով 110 կՎ լարման գծերում առաջացած էլեկտրական էներգիայի կորուստները բաշխվում են 110 կՎ, 35 կՎ, 6(10) կՎ և 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբերի միջև՝ ըստ նրանց սպառման ծավալների համամասնության,
- 2) բաշխողի կողմից իր սպառողների էլեկտրամատակարարման հետևանքով 110 կՎ լարման ենթակայաններում և 35 կՎ լարման գծերում առաջացած էլեկտրական էներգիայի կորուստները բաշխվում են 35 կՎ, 6(10) կՎ և 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբերի միջև՝ ըստ նրանց սպառման ծավալների համամասնության,
- 3) բաշխողի կողմից իր սպառողների էլեկտրամատակարարման հետևանքով 35 կՎ լարման ենթակայաններում և 6(10) կՎ լարման գծերում առաջացած էլեկտրական էներգիայի կորուստները բաշխվում են 6(10) կՎ և 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբերի միջև՝ ըստ նրանց սպառման ծավալների համամասնության,
- 4) բաշխողի կողմից իր սպառողների էլեկտրամատակարարման հետևանքով 6(10) կՎ լարման ենթակայաններում և 0,38 ու 0,22 կՎ լարման գծերում առաջացած էլեկտրական էներգիայի կորուստներն ամբողջությամբ վերագրվում են 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբին:

Սպառողների սպասարկման ծախսերը սպառողական խմբերի (նաև բաշխման ցանցի տեխնոլոգիական տարրերի) միջև բաշխվում են հետևյալ կերպ՝

- 1) էլեկտրական էներգիայի վաճառքի դիմաց բաժանորդներից գումարների հավաքագրման գծով ծախսերն ամբողջությամբ վերագրվում են 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբին,
- 2) սպառողների սպասարկման մյուս ծախսերը բաշխվում են ըստ սպառողական խմբերի բաժանորդների թվաքանակի համամասնության:

Ներկայացնենք սպառողական խմբերի համար էլեկտրական էներգիայի վաճառքի սակագների հաշվարկը:

Սպառողական խմբերի համար էլեկտրական էներգիայի վաճառքի սակագները սահմանվում են միադրույք սակագնային համակարգում: Միադրույք սակագնային համակարգում վճարման ենթակա ծառայությունն է էլեկտրական էներգիայի սպառումը, որի չափման միավորն է դրամ/կՎտ/ժ-ը:

k-րդ սպառողական խմբի համար էլեկտրական էներգիայի վաճառքի սակագինը (ՄԷk) հաշվարկվում է հետևյալ բանաձևով.

$$ՄԷ_k = \frac{ԳԷ_k + ՄԾ_k}{Է_k} + \frac{ԲԾ_k}{Է_k + Է_{\text{ՈՍԷ}}},$$

որտեղ՝

- ՄԾ_k-ն սպառողների սպասարկման ծախսերի մեծությունն է k-րդ սպառողական խմբի համար,
- ԲԾ_k-ն էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի մեծությունն է k-րդ սպառողական խմբի համար,
- Է_{ՈՍԷ}-ն k-րդ սպառողական խմբին պատկանող որակավորված սպառողների կողմից սպառվող էլեկտրական էներգիայի տարեկան քանակն է, որը մատակարարվում է այլընտրանքային մատակարարի կողմից:

Օրվա տարբեր ժամերով տարբերակված սակագների (ցերեկային և գիշերային) կիրառման դեպքում սպառողական խմբերի համար հաշվարկված էլեկտրական էներգիայի վաճառքի սակագները (ՄԷk) միջին կշռությային մեծություններ են, որոնք պետք է համապատասխանեն հետևյալ բանաձևին.

$$ՄԷ_k = \frac{ՄԷ_{\text{ՑԿ}} \cdot Է_{\text{ՑԿ}} + ՄԷ_{\text{ԳԿ}} \cdot Է_{\text{ԳԿ}}}{Է_{\text{ՑԿ}} + Է_{\text{ԳԿ}}},$$

որտեղ՝

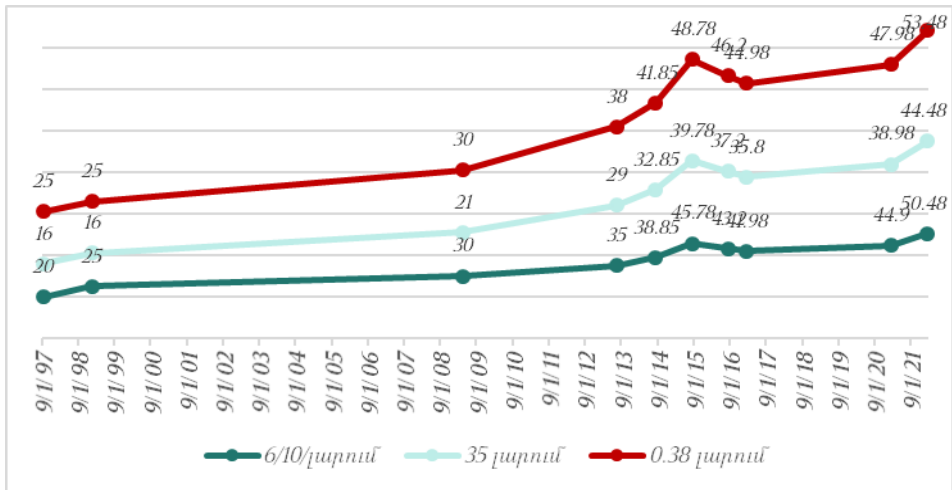
- ՄԷ_{ՑԿ}-ն k-րդ սպառողական խմբի համար սահմանվող էլեկտրական էներգիայի վաճառքի ցերեկային սակագինն է,
- ՄԷ_{ԳԿ}-ն k-րդ սպառողական խմբի համար սահմանվող էլեկտրական էներգիայի վաճառքի գիշերային սակագինն է,
- Է_{ՑԿ}-ն k-րդ սպառողական խմբի կողմից ցերեկային ժամերին էլեկտրական էներգիայի սպառման տարեկան քանակն է սակագնային տարվա համար,
- Է_{ԳԿ}-ն k-րդ սպառողական խմբի կողմից գիշերային ժամերին էլեկտրական էներգիայի սպառման տարեկան քանակն է սակագնային տարվա համար:

Այժմ ներկայացնենք բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկը:

Բաշխման ծառայության մատուցման սակագները սահմանվում են միադրույք սակագնային համակարգում և տարբերակվում են ըստ վերը նշված մեթոդիկայի համաձայն որոշված սպառողական խմբերի՝ հաշվի առնելով նաև առևտրային կանոնների պահանջները: Բաշխման ծառայության մատուցման սակագները (ՄԲԾk) հաշվարկվում են համաձայն հետևյալ բանաձևի՝

$$ՄԲԾ_k = \frac{ԲԾ_k}{Է_k + Է_{\text{ՈՍԷ}}}:$$

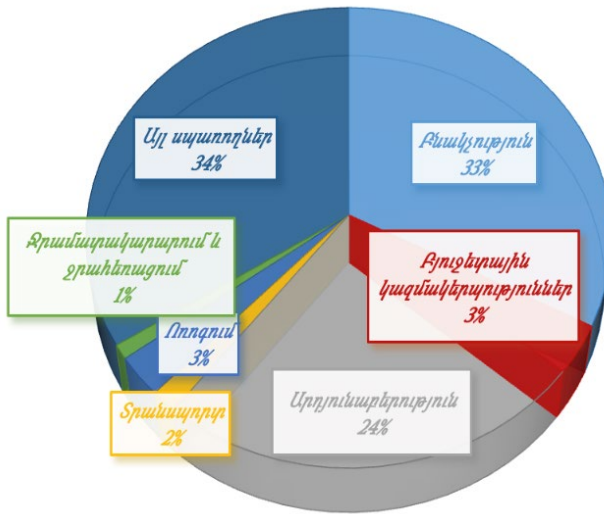
1997-2022 թթ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի սակագինը հայ սպառողների համար փոփոխվել է 10 անգամ: Ամենաերկար ժամանակաշրջանը, երբ էլեկտրաէներգիայի սակագինը մնացել է նույնը, եղել են 1999-2009 թվականները: Հատկանշական է, որ այդ տարիներին էլեկտրաէներգիայի սակագնի կայունության պայմաններում Հայաստանի տնտեսությունը հիմնականում երկնիշ ան է գրանցել:



Գծապատկեր 1.1 | 1997-2021 թթ. մատակարարված էլեկտրաէներգիայի սակագները²

1997 թվականից սկսած՝ Հայաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագները դինամիկ աճել են, բացառություն է կազմում 2016 թվականը, երբ Կարեն Կարապետյանի կողմից ձևավորվող նոր կառավարությունը, բանակցելով Տաշիր գրուպի հետ, նվազեցրեց էլեկտրաէներգիայի սակագինը: Այնուամենայնիվ, հետագա տարիներին, օբյեկտիվ և սուբյեկտիվ գործոններով պայմանավորված, կրկին բարձրացավ սակագինը: Առանձնապես մտահոգիչ է 2021-2022 թթ. ընթացքում հատկապես բիզնեսի համար էլեկտրաէներգիայի սակագների բարձրացումը, որը, անշուշտ, իր ազդեցությունը թողեց գնաճի մակարդակի և բիզնեսի մրցունակության վրա:

² https://psrc.am/contents/fields/electric_energy/el_energy_reports



Գծապարկեր 1.2

ՀԷՑ-ի կողմից մատակարարված էլեկտրաէներգիան՝ ըստ խոշորացված խմբերի³

2021 թ. ՀԷՑ-ի կողմից մատակարարվել է 6,2 մլրդ կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա, որի 33%-ը սպառել է բնակչությունը, 24%-ը՝ արդյունաբերությունը, 3%-ը՝ բյուջետային կազմակերպությունները, 3%-ը՝ ոռոգման համակարգը, 2%-ը՝ տրանսպորտի համակարգը, 1%-ը՝ ջրամատակարարման և ջրահեռացման համակարգերը, 34%-ը՝ այլ սպառողներ: Հարկ է ընդգծել, որ բնակչությունից հետո ամենամեծ առանձնացված սպառողական խումբը արդյունաբերության ոլորտն է: Հետևաբար, տարբերակված սակագներ ունենալու գաղափարը առաջնահերթ նպատակահարմար է դիտարկել արդյունաբերական կազմակերպությունների պարագայում: Հատկապես վերամշակման ոլորտի արդյունաբերական կազմակերպությունների դեպքում տարբերակված էլեկտրաէներգիայի սակագներ սահմանելն էապես կարող է բարձրացնել այդ ոլորտի մրցունակությունը ոչ միայն ներքին, այլև արտաքին շուկաներում:

Ներկայացնենք 2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքումը: Այն կազմել է 1 մլրդ 388 մլն կՎտ/ժ: 20 բաժանորդների օգտակար առաքման տեղաբաշխվածությունն ուսումնասիրելու նպատակով իրականացրել ենք տարանջատում՝ ըստ Հայաստանի Հանրապետության վարչատարածքային միավորների, մասնավորապես՝ Սյունիքի մարզում գործունեություն են իրականացնում վերոնշյալ 20

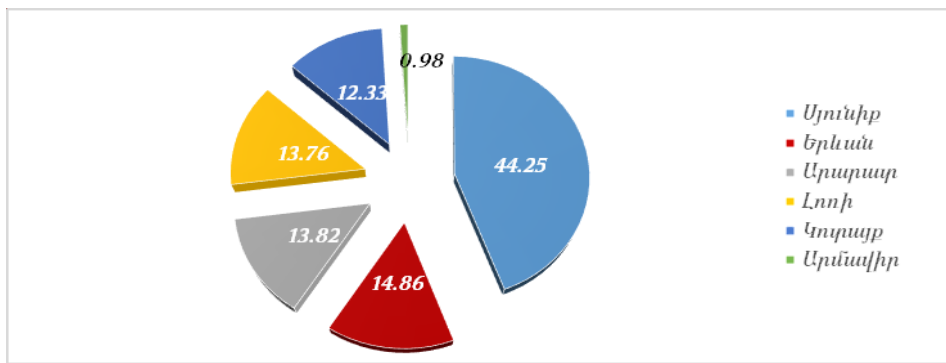
³ <https://psrc.am/uploads/files/%D4%B7%D5%AC%D5%A5%D5%AF%D5%BF%D6%80%D5%A1%D5%AF%D5%A1-%D5%B6%20%D4%B7%D5%B6%D5%A5%D6%80%D5%A3%D5%AB%D5%A1/%D5%80%D5%A1%D5%B7%D5%BE-%D5%A5%D5%BF%D5%BE%D5%B8%D6%82%D5%A9%D5%B5%D5%B8%D6%82%D5%B6%D5%B6%D5%A5%D6-%80/2021/4-er/ardir4.pdf>

բաժանորդներից 3 կազմակերպություն, սակայն օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 614,2 մլն կՎտ/ժ, որը կազմում է 20 բաժանորդների օգտակար առաքման 44,25%-ը: Երևանում գործունեություն են իրականացնում վերոնշյալ 20 բաժանորդներից 7 կազմակերպություն, սակայն օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 206,3 մլն կՎտ/ժ, որը կազմում է 20 բաժանորդների օգտակար առաքման 14,86%-ը: Մնացած 9 կազմակերպությունները գործունեություն են իրականացնում Արարատի, Լոռու և Կոտայքի մարզերում, որոնց օգտակար առաքման ծավալը համապատասխանաբար կազմում է 191,8 մլն կՎտ/ժ, 190,9 մլն կՎտ/ժ և 171,2 մլն կՎտ/ժ: Արմավիրի մարզում 20 բաժանորդներից գործունեություն է իրականացնում միայն 1 կազմակերպություն, որի օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 13,7 մլն կՎտ/ժ:

Աղյուսակ 1.1

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքումը՝ ըստ մարզերի

Մարզ	Մլն կՎտ/ժ	Տոկոսային բաշխվածությունը
Սյունիք	614,2	44,25%
Երևան	206,3	14,86%
Արարատ	191,8	13,82%
Լոռի	190,9	13,76%
Կոտայք	171,2	12,33%
Արմավիր	13,7	0,98%



Փճապարկեր 1.3

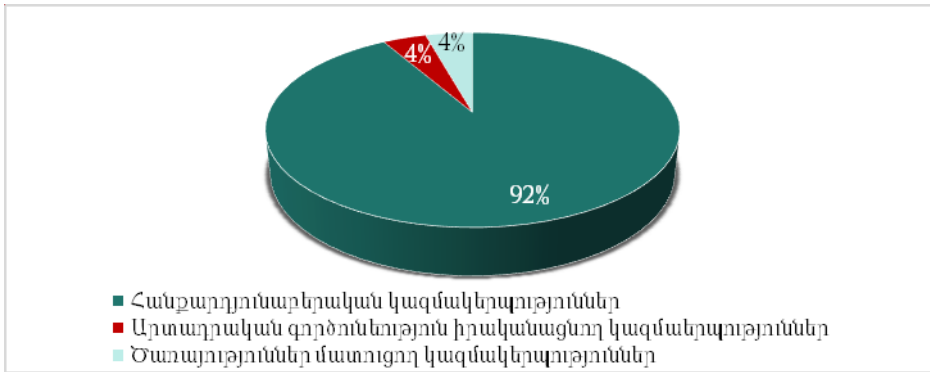
2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքման տոկոսային բաշխվածությունը

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքման բաշխվածության՝ ըստ գործունեության ոլորտների ուսումնասիրության արդյունքում պարզվել է, որ հանքարդյունաբերական կազմակերպությունները սպառում են 91,6%-ը, իսկ արտադրական գործունեություն իրականացնողները և ծառայություն մատուցողները՝ համապատասխանաբար 4 և 4,4%-ը:

Աղյուսակ 1.2

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքման տոկոսային բաշխվածությունը՝ ըստ գործունեության ոլորտների

Խոշոր 20 կազմակերպությունները	Տոկոսային բաշխվածությունը
Հանքարդյունաբերական կազմակերպություններ	91.6%
Արտադրական գործունեություն իրականացնող կազմակերպություններ	4.0%
Ծառայություններ մատուցող կազմակերպություններ	4.4%



Գծապատկեր 1.4

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքման տոկոսային բաշխվածությունը՝ ըստ գործունեության ոլորտների

ՀՀ-ն բարենպաստ պայմաններ ունի ոչ ավանդական էներգիայի աղբյուրների զարգացման և օգտագործման համար: ՀՀ տնտեսության կայունության ապահովման ու երկրի բնակչության սոցիալական բարեկեցության բարելավման և կենսամակարդակի բարձրացման միասնական համատեքստում հրատապ է դարձել ազգային էներգետիկ քաղաքականության ուղղվածության փոփոխությունը:

ԱՄՆ էներգետիկ ինֆորմացիոն գործակալության համաձայն՝ 2006-2030 թթ. օգտագործվող էլեկտրաէներգիայի ծավալները կաճեն 44%-ով: Վերլուծաբանները կանխատեսում են, որ մինչև 2050 թվականը համաշխարհային էներգիայի պահանջարկը կաճի 1,2 անգամ: Բացի դրանից, կանխատեսվում է, որ մոլորակի բնակչությունը մինչև 2050 թվականը կաճի ևս 1,7 միլիարդով, ինչը նույնպես կհանգեցնի էներգիայի մեծ պահանջարկի: Կանխատեսվում է, որ այս ամենի հետևանքով էներգակիրների գները ևս կբարձրանան:

Ըստ ՀՀ ռազմավարության և ռազմավարական ծրագրերի՝ ՀՀ էներգետիկան ունի 4 հենասյուն՝

1. անվտանգ և հուսալի էներգամատակարարում,
2. արտադրվող հզորությունների զարգացում,

3. ներքին՝ վերականգնվող ռեսուրսների առավելագույն օգտագործում,
4. տարածաշրջանային ինտեգրում կամ էներգահամակարգի բազմա-գանեցում:

Վերջին 20 տարիների ընթացքում մեր երկրում գրեթե կրկնակի թանկացել են թեկուզ միայն ազգաբնակչությանը մատակարարվող էլեկտրա-էներգիայի սակագները, ինչը վատելիքաէներգետիկ ռեսուրսներով ոչ հարուստ Հայաստանին պետք է հուշի՝ զարգացնելու էներգետիկայի ոլորտը, ենթակառուցվածքները, արտադրվող հզորությունները և շուկան՝ նվազեցնելով կախվածությունը ներկրվող էներգառեսուրսներից: Այդ ռեսուրսները *վերականգնվող* կամ *այլընտրանքային* կոչվող ռեսուրսներն են:

Արևային էներգետիկան համարվում է էներգիայի ամենամաքուր աղբյուրներից մեկը: Արևային էներգետիկան ՀՀ-ում դարձել է բավականին հրապուրիչ և շահավետ: Ըստ կանխատեսումների՝ 2028 թ. արևային էներգիան կդառնա այնքան էժան ու տարածված, որ կկարողանա բավարարել մարդու էներգետիկ գրեթե բոլոր կարիքները: Ըստ չափումների՝ ՀՀ-ում 1 քմ մակերեսի վրա տարեկան միջինը մոտ 1700 կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա կարող է արտադրվել, ինչը կրկնակի անգամ ավելի է եվրոպական միջին ցուցանիշներից, որտեղ այդ թիվը մոտենում է 1000 կՎտ/ժ-ին:

2015 թվականից սահմանված է, որ ինքնավար արևային կայաններում արտադրվող և ցանցեր առաքվող էլեկտրաէներգիան չի հարկվում, նաև սահմանված է, որ քաղաքացիներն իրենց կարիքները հոգալու համար կարող են տեղադրել մինչև 150 կՎտ, իսկ տնտեսավարողները՝ մինչև 500 կՎտ հզորությամբ ինքնավար կայաններ, ինչը հնարավորություն կտա արևային ժամերին արտադրելու և սպառելու էլեկտրաէներգիան, չսպառված էլեկտրաէներգիան ուղարկելու ցանցերին, իսկ արդեն ոչ արևային կամ թույլ արևային եղանակին այդ էլեկտրաէներգիան հետ վերցնելու ցանցերից: Այդ գործընթացից դուրս է մնացել այն փաստը, որ ո՛չ անհատները, ո՛չ էլ տնտեսավարողները **սպասարկման վճարներ** չեն վճարում գործող ենթակառուցվածքներից օգտվելիս, և նրանց թիվը գնալով աճում է:

Ընդհանուր առմամբ, վերականգնվող էներգիայի արդյունաբերությունում, ըստ 2020 թ. հաշվարկների, կա 10,5 միլիոն աշխատատեղ, իսկ արևային ֆոտովոլտային կայանները խոշորագույն գործատուներ են:

Վերականգնվող էներգիայի համակարգերը արագորեն դառնում են ավելի արդյունավետ և էժան, և դրանց մասնաբաժինը էներգիայի ընդհանուր սպառման մեջ աճում է: 2019 թ. դրությամբ ամբողջ աշխարհում նոր տեղադրված էլեկտրաէներգիայի հզորության ավելի քան 2/3-ը վերականգնվող էր: 2020-ի դրությամբ, երկրների մեծ մասում, ֆոտովոլտային արևային էներգիան և ցամաքային քամին նոր էլեկտրաէներգիա արտադրող կայաններ կառուցելու ամենաէժան ձևերն են:

Ներկայումս աշխարհի ավելի քան 170 երկրներ նախանշել են վերականգնվող էներգետիկայի զարգացման և օգտագործման իրենց հիմնական «թիրախները», իսկ այդ երկրներից շուրջ 150-ը մշակել է հստակ քաղաքականություն՝ ուղղված ոլորտում ներդրումային հնարավորությունների ստեղծմանը և «կանաչ էներգետիկ ծրագրերի» իրականացմանը:

Ասիան վերականգնվող էներգետիկայի ոլորտում առաջատար տարածաշրջանն է ամբողջ աշխարհում: Կանխատեսվում է, որ ասիական երկրներում 2030 թ. զբաղվածությունն այս ոլորտում կկազմի 24,4 մլն մարդ: Ստորև ներկայացված են 2020 թ. աշխարհում 15 առաջատար պետությունները՝ ըստ վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների դրվածքային հզորության:

Աշխարհում տեղակայված էներգիայի վերականգնվող աղբյուրների էլեկտրակայանների դրվածքային հզորությունը՝ ըստ երկրների (2020 թ./գՎտ)⁴

Աղյուսակ 1.3

	Երկիր	Հզորություն, գՎտ
1.	Չինաստան	895
2.	ԱՄՆ	292
3.	Բրազիլիա	150
4.	Հնդկաստան	134
5.	Գերմանիա	132
6.	Կանադա	101
7.	Ճապոնիա	101
8.	Իտալիա	55
9.	Ֆրանսիա	55

Ինչպես երևում է աղյուսակ 1.3-ից, վերականգնվող էներգիայի դրվածքային հզորությամբ առաջատար երկիրը Չինաստանն է՝ 885 գՎտ հզորությամբ: Վերջինիս մեջ արևային էներգիայի դրվածքային հզորությունը հասել է 252 գՎտ-ի⁵:

Երկրորդ տեղում ԱՄՆ-ն է՝ 292 գՎտ հզորությամբ էներգիայով: ԱՄՆ տեղեկատվության վարչության նախնական տվյալների համաձայն՝ 2019 թ. վերականգնվող էներգիան կազմել է ընդհանուր առաջնային էներգիայի սպառման մոտ 11%-ը, իսկ 2018-ին՝ ներքին արտադրության էլեկտրաէներգիայի մոտ 17%-ը: Արևային էներգիան երկրում ապահովում է էլեկտրաէներգիայի աճող մասնաբաժին՝ ավելի քան 80 գՎտ տեղադրված հզորությամբ:

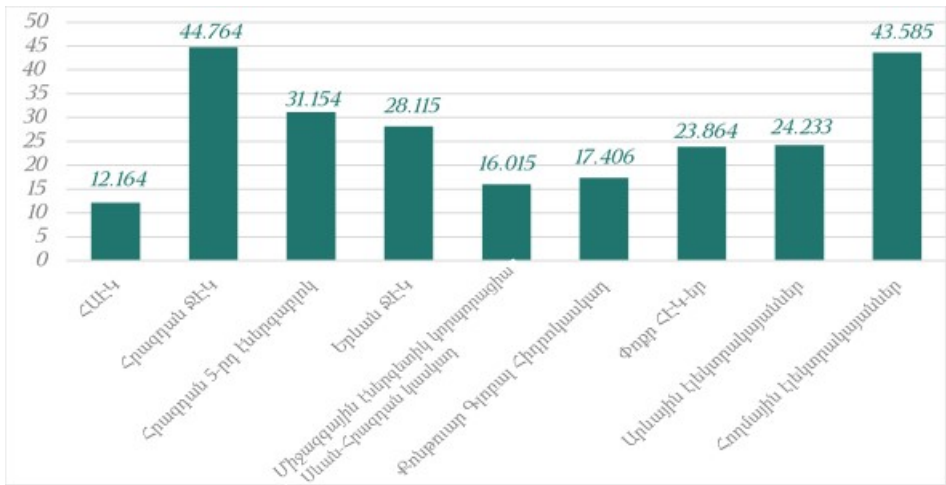
Վերլուծենք ՀՀ տարածքում վերականգնվող էներգետիկ ռեսուրսների օգտագործմամբ էլեկտրաէներգիա արտադրող կայաններից առաքվող էլեկտրաէներգիայի վաճառքի սահմանված սակագները⁶.

⁴ <https://www.statista.com/statistics/267233/renewable-energy-capacity-worldwide-by-country>

⁵ <https://www.statista.com/statistics/267233/renewable-energy-capacity-worldwide-by-country>

⁶ <https://www.arlis.am/DocumentView.aspx?DocID=131066>

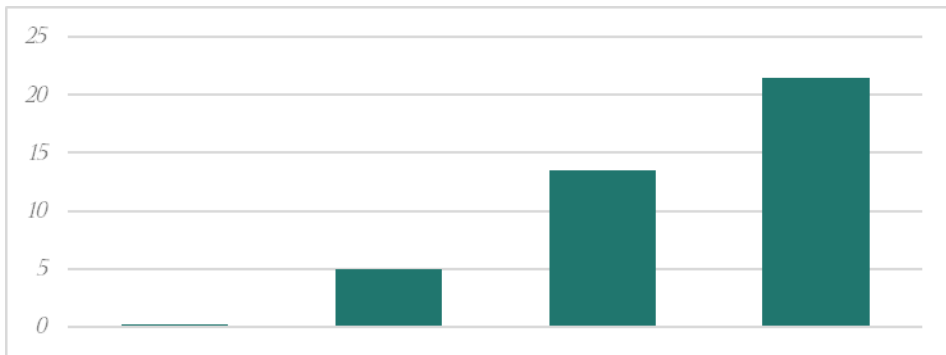
- 24,233 դր/կՎտ/ժ՝ արևային էլեկտրակայաններ, որոնք ունեն մինչև 5 ՄՎտ (ներառյալ) տեղակայված հզորություն,
- 24,233 դր/կՎտ/ժ՝ հողմային էլեկտրակայաններ, որոնք ունեն մինչև 30 ՄՎտ տեղակայված հզորություն,
- 43,585 դր/կՎտ/ժ՝ կենսաբանական զանգվածից էլեկտրաէներգիա արտադրող կայաններ,
- 24,276 դր/կՎտ/ժ՝ բնական ջրահոսքի վրա կառուցված ՓՀԷԿ-եր,
- 16,181 դր/կՎտ/ժ՝ ռոտզման համակարգի վրա կառուցված ՓՀԷԿ-եր,
- 10,788 դր/կՎտ/ժ՝ խմելու ջրատարի վրա կառուցված ՓՀԷԿ-եր:



Գծապատկեր 1.5

Արտադրող կայաններից ՀԷՑ-ի կողմից գնվող էլեկտրաէներգիայի սակագները, 2020 թ.

Տվյալները ցույց են տալիս, որ ՀԷՑ-ին վաճառվող ամենաէժան սակագիրը 10,844 դրամն է:



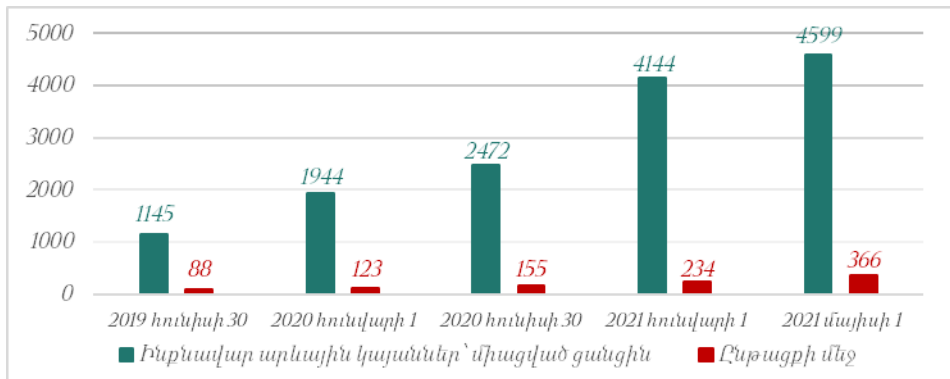
Գծապատկեր 1.6

Արևային էներգիայի արտադրությունը 2017-2020 թթ. (մլն կՎտ/ժ)

2021 թ. հունվարի 1-ի դրությամբ ՀԷՑ-ին միացված են եղել 4144 ինքնավար արտադրող արևային կայաններ՝ 76844 կՎտ հզորությամբ, և ընթացքում են եղել 234-ը՝ 8536,01 կՎտ ընդհանուր հզորությամբ: 2020 թ. ընթացքում ինքնավար էներգաարտադրողների կողմից բաշխիչ ցանց մատակարարված էլեկտրաէներգիայի քանակը կազմել է 35225,201 կՎտ/ժ:

Ֆիզիկական և իրավաբանական անձինք սեփական կարիքները բավարարելու համար կարող են տեղադրել մինչև 150 կՎտ և 500 կՎտ հզորությամբ արևային ինքնավար կայաններ:

2021 թ. ապրիլի 1-ի դրությամբ ՀԷՑ-ին միացված են եղել 4599 ինքնավար էներգաարտադրողներ՝ շուրջ 89959,11 կՎտ հզորությամբ, և ընթացքի մեջ են 366-ը՝ շուրջ 9978,395 ՄՎտ գումարային հզորությամբ:



Գծապատկեր 1.7

Ինքնավար արևային ֆոտովոլտային կայանների քանակային փոփոխությունները, 2020-2021 թթ.

Դիտարկելով ինքնավար արևային ֆոտովոլտային կայանների քանակային փոփոխությունները 2020-2021 թթ. ընթացքում՝ կարող ենք եզրակացնել, որ դրանց տեղադրման ամենամեծ աճը գրանցվել է 2020 թ. հունիսի 30-ից մինչև 2021 թ. հունվարի 1-ն ընկած ժամանակահատվածում (գծապատկեր 1.7): Վերջին տարիների ընթացքում այս կայանների թվի աճը և հիմնական ֆոնդերի լրացուցիչ ծանրաբեռնվածությունը մոտ ապագայում կարող են էլեկտրաէներգետիկ համակարգի հուսալիության և անխափանության նոր խնդիրներ առաջացնել: Հետևաբար, այս դաշտը նույնպես իրավական և ֆինանսական կարգավորման խիստ կարիք ունի:

Ամփոփելով պետք է նշել, որ ՀՀ էլեկտրաէներգետիկ համակարգը տնտեսության դինամիկ զարգացող և բարդ ոլորտներից մեկն է, որը պարբերաբար ուսումնասիրության կարիք ունի: Էլեկտրաէներգիայի սակագների հաշվարկման մեթոդաբանությունը պետք է համապատասխանի ժամանակակից տնտեսական մարտահրավերներին՝ նպաստելով տեղական արտադրողների մրցունակության ավելացմանը ներքին և արտաքին շուկաներում:

ԳԼՈՒԽ 2

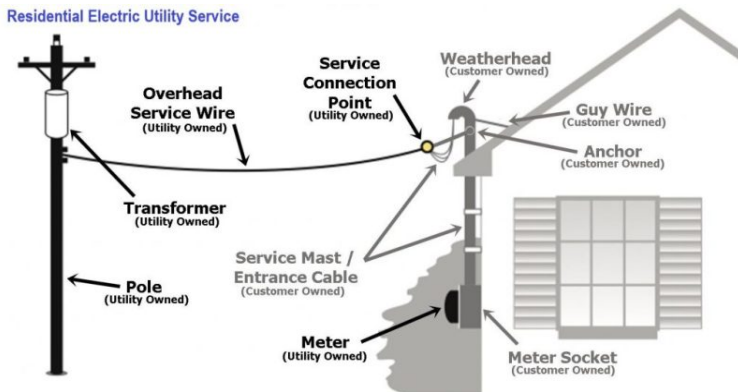
ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԵՎ ՄՊԱՍԱՐԿՄԱՆ ՎՃԱՐՆԵՐԻ ԻՐԱՎԱԿԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՄԱՆ ՀԻՄՆԱԽՆԴԻՐՆԵՐԸ ՀՀ-ՈՒՄ

Էլեկտրաէներգետիկ համակարգի կարգավորման տեսանկյունից խիստ անհրաժեշտ է ունենալ որոշակի և ամբողջական իրավական դաշտ, որը հնարավորինս կնվազեցնի կարգավորման և օգտվող մասնակիցների (անձանց) տարրնկալումները: Այդ իսկ պատճառով ծառայությունների ոլորտում առաջնահերթ ենք համարում հստակեցնել *էլեկտրաէներգիայի սակագին* և *սպասարկման վճար* հասկացությունները:

Համաձայն Կալիֆոռնիա նահանգի Applied power technologies INC-ի՝ դրանք մեկնաբանվում են հետևյալ կերպ. կոմունալ ծառայություններ մատուցող ընկերությունները փորձագետներ են վարձում սակագների հաշվարկման համար, որոնք համապատասխանում են օրենսդրության պահանջներին, սակայն, ի վերջո, հանգեցնում են շփոթության, և հաշիվն ստուգելը գրեթե անհնար է դառնում:

Էլեկտրամատակարարման սակագներն ու սպասարկման վճարը հաճախ նույնացվում են, մինչդեռ, նույնը չեն: Բացի դրանից, տարբերությունների ըմբռնումն առաջին քայլն է՝ կոմունալ ծախսերը վերահսկելու հարցում:

Էլեկտրաէներգիայի սպասարկման վճարն ամսական արժեք է, որը կոմունալ ընկերությունը գանձում է՝ ցանցին միացման արդյունքում տրամադրվող սարքավորումներից օգտվելու համար: Նկար 2.1-ում պատկերված է տիպիկ կենցաղային էլեկտրական սպասարկում և նշվում է, թե ում է պատկանում յուրաքանչյուր մանրուք:




Նկար 2.1

Բնակչությանը էլեկտրամատակարարման գործընթաց⁷

⁷ <https://www.ap4power.com>

Էլեկտրաէներգիայի սակագինը սպառվող էլեկտրաէներգիայի միավորի համար կոմունալ վճարումների արժեքն է (սովորաբար որոշվում է կիրվատ ժամերով) կամ սպառման միավորի արժեքը (սովորաբար որոշվում է կիրվատ տերով):

Նկար 2.2-ում ներկայացնենք էլեկտրաէներգիայի սակագնի հաշվի օրինակ:

 ELECTRIC COMPANY P.O. BOX 123, Anytown, USA								
ACCOUNT NUMBER		ACCOUNT NAME			RATE	CYCLE	SERVICE ADDRESS	
1234560		Jones, Bob			5	708	123 Main Street	
SERVICE PERIOD FROM	TO	NO. DAYS	BILL TYPE	METER READING PREVIOUS PRESENT		MULTIPLIER	kWh USAGE	\$ AMOUNT
08/13	09/11	29	0	96434	98114	1		
BASE CHARGE								10.00
ENERGY CHARGE							1680	134.47
FUEL COST ADJUSTMENT: (\$0.005)								8.40
SALE TAX - STATE								5.78
SALE TAX - SPECIAL								1.44
TOTAL AMOUNT DUE								160.09

Նկար 2.2 | Էլեկտրաէներգիայի սակագնի հաշիվ

Որպես կանոն, կառավարությունը սահմանում է սպասարկման վճար. Կալիֆոռնիայում վերջինիս մեծությունը որոշում է կոմունալ ծառայությունների հանձնաժողովը: Ինչ է դա նշանակում. այդ վճարները հետագայում թույլ են տալիս կոմունալ ծառայություններ մատուցող ընկերությանը՝ փոխհատուցել իրենց ներդրումները որոշակի ժամանակահատվածում: Սակայն, էլեկտրաէներգիայի սակագների հաշվարկն առավել քան բարդ է:

Նույն պետական մարմինը կարող է սահմանել կոմունալ ծառայությունների սակագներն ու սպասարկման վճարների մեծությունները: Որպես հետևանք, կոմունալ ծառայություն մատուցող ընկերությունն օգտագործում է իր հաշվիչը՝ որոշելու, թե որքան էներգիա է սպառողն օգտագործել որոշակի ժամանակահատվածում:

Իսկ ինչպես է վարվում Applied power technologies INC-ը: Վերջինս սերտորեն համագործակցում է հաճախորդների հետ: Փորձում է հասկանալ իրենց հաշիվներում կոնկրետ էլեկտրաէներգիայի ծախսերը: Առաջին հերթին, օգտագործում է էներգիայի սպառման մշտադիտարկման ենթակառուցվածքը (օրինակ՝ հաշվիչներ/ռելեներ/անջատման սարքեր/կապի միջոցներ)՝ անկախ սպառման և էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի չափման համար:

Էլեկտրաէներգիայի սակագինը հաշվարկվում է՝ ելնելով սպառման ծավալից, որը չափվում է կիրվատ-ժամերով (կՎտ/ժ): Բացի դրանից, ծախսե-

րը կարող են տարբեր լինել՝ կախված նախկինում սպառված էներգիայի լարումից կամ ժամանակից:

Սպառման վճարը կախված է ոչ թե սպառման քանակից, այլ էներգիայի սպառման արագությունից՝ օգտագործելով համապատասխան սարքավորումներ:

Apt-ի վերլուծական հարթակն օգտագործում է էլեկտրաէներգիայի սակագնի և սպասարկման վճարների հաշիվները՝ հաշվարկներ կատարելու և հաճախորդներին տրամադրելու համար, որպեսզի վերջիններս կարողանան վերահսկել իրենց հաշիվները՝ ծախսերի հետագա կանխատեսման, հաշվեգրման և նվազեցման նպատակով: Էլեկտրաէներգիայի ծախսերի ճիշտ կառուցվածքը հասկանալի առաջին քայլն է, որպեսզի սպառողները կարողանան վերահսկել իրենց հաշիվները, մասնավորապես՝ կոմունալ ծառայությունների վճարները: Ընդ որում, APT-ն սերտորեն համագործակցում է հաճախորդների հետ, որպեսզի առաջին քայլը կատարվի ծախսերի վերահսկման համար: Այս տեսանկյունից շատ կարևորվում է էլեկտրաէներգիայի սակագնի հաշվարկման մեթոդաբանության ուսումնասիրությունը ոչ միայն ԱՄՆ-ի, այլև մյուս երկրների օրինակներով:

Ինչպես նշվում է Հայաստանում էլեկտրաէներգետիկ համակարգի կարգավորման ոլորտում խորհրդատվական ծառայությունների մատուցման հաշվետվությունում⁸, աշխարհի շատ երկրներում լայն տարածում ունեն խթանող կարգավորման գործիքները: Ժամանակակից մեթոդների մեծամասնությունն արդեն իսկ պարունակում է ծախսերի կրճատման ներկառուցված մեխանիզմներ: Մի շարք երկրներում՝ Դանիա, Հունգարիա, Նիդեռլանդներ, Լեհաստան, Սլովենիա, Մեծ Բրիտանիա, Գերմանիա, ծախսերի մակարդակի սահմանումն իրականացվում է համանման ընկերությունների հետ համեմատման մեթոդով: Սակագնի հաշվարկման համար ծախսերի մակարդակը որոշվում է գործառնական ծախսերի նպատակային (օրինակելի) ցուցանիշների, այլ ոչ թե ընկերությունների փաստացի ծախսերի հիման վրա: Նման ծախսերի հաշվարկի համար հիմք է ընդունվում տնտեսական և տեխնիկական բնութագրերով համադրելի համարվող համանման ընկերությունների ցուցանիշների համեմատումը: Կա նաև համակցված մեթոդ (yardstick մեթոդ), ըստ որի՝ ընկերության ծախսերի մի մասն ընդունվում է ըստ փաստացի ծախսերի, իսկ մյուս մասը՝ ըստ նպատակային ցուցանիշների: Գործառնական ծախսերի մակարդակի սահմանում *ex-ante* (կանխատեսումային) մեթոդով երկարաժամկետ կտրվածքով մեթոդը կիրառվում է Մեծ Բրիտանիայում, ծախսերը որոշվում են միասնական մակարդակում՝ կարգավորվող ողջ ժամանակաշրջանի համար: Նպատակային ծախսերի հաշվար-

⁸ Տե՛ս PSRC_Consulting_Services_Part_II_Report_FINAL_ARM_END, Հայաստանում էլեկտրաէներգետիկ համակարգի կարգավորման ոլորտում խորհրդատվական ծառայությունների մատուցման հաշվետվության երկրորդ փուլ, 2015 թ.:

կը կատարվում է կա՛մ բենչմարքինգի հիմունքով, կա՛մ հիմնվելով փորձագիտական դատողությունների վրա: Ծախսերը նպատակային մակարդակից նվազեցնելու արդյունքում ընկերությունների կողմից լրացուցիչ տնտեսված միջոցները կարող են նրա կողմից օգտագործվել ընդհուպ մինչև հաջորդ կարգավորվող ժամանակահատվածը:

Ավստրիայում, Ֆրանսիայում և Սլովենիայում առավել տարածված է գործառնական ծախսերի արդյունավետության համաթվի հաշվարկը: Արդյունավետության ցուցանիշը սահմանվում է կարգավորվող յուրաքանչյուր տարվա համար (որպես կանոն՝ 3–5 տարի) և ապահովում է գործառնական ծախսերի փուլային նվազեցում՝ մինչև արդյունավետ մակարդակ (~1–5% նախորդ տարվա մակարդակի համեմատ): Հաշվարկն իրականացվում է հետևյալ կերպ՝

$$\text{Ծախսեր}_t = (\text{Ծախսեր}_{t-1}) \times (1 + \text{CPI}_{t-1} - X_t),$$

որտեղ՝

X_t -ն արդյունավետության գործակիցն է:

Կարգավորում ներդրված կապիտալի կարգավորվող բազայի հիմունքով (RAB-կարգավորում) մեթոդը ենթադրում է կապիտալի եկամտաբերության դինամիկ մակարդակի սահմանում և գործառնական ծախսերի արդյունավետության համաթվի հաշվարկ, որոնք կիրառվում են Սլովակիայում, Ռումինիայում և Ֆինլանդիայում: Սահմանվում է ժամանակի մեջ կապիտալի պահանջվող եկամտաբերության նվազեցում, ինչը խթանում է ձեռնարկություններին՝ նվազեցնելու ռիսկերը և մեծացնելու կապիտալի կառուցվածքի արդյունավետությունը: Կարող է նաև համադրվել հասույթի սահմանաչափի (revenue cap) և գնի սահմանաչափի (price cap) հիմունքներով կարգավորման հետ:

Կարգավորում հասույթի սահմանաչափի (revenue cap) հիմունքով մեթոդը, որը կիրառվում է սահմանային հասույթի արդյունավետության համաթվի հաշվարկի միջոցով, առավելապես տարածված է Չեխիայում, Դանիայում, Հունգարիայում, Լեհաստանում, Գերմանիայում: Հաշվարկն իրականացվում է հետևյալ կերպ՝ սահմանվում է հասույթի սահմանային թույլատրելի մակարդակ, որը ձեռնարկությունը կարող է ստանալ, ընդ որում՝ ընկերությանը հնարավորություն է տրվում ինքնուրույն սահմանել սակագնի մակարդակը և կառուցվածքը: Յուրաքանչյուր տարի սահմանային հասույթը նվազեցվում է՝ հաշվի առնելով կարգավորողի կողմից սահմանված արդյունավետության գործակիցը:

Կարգավորման առաջին ժամանակահատվածի համար հասույթի սահմանային արժեքները որոշելիս, որպես կանոն, հիմք են ընդունվում ընկերության փաստացի ծախսերը կամ համադրելի ընկերությունների տվյալները, և այնուհետև այդ արժեքները ֆիքսվում են: Հաջորդիվ ներկայացնենք այն.

$$Հասույթ_t = (Հասույթ_{t-1} - 1 + \text{Լրացուցիչ հասույթ սպառման անի արդյունքում}) \cdot X(1 + CPI_t - 1 - Xt),$$

որտեղ՝

*X*_t-ն արդյունավետության գործակիցն է:

Այս մեթոդաբանության մեկ այլ տարբերակ է սահմանային հասույթի մակարդակի սահմանումը՝ *ex-ante* (կանխաստեղծումային) մեթոդով, երկարաժամկետ կտրվածքով, որը կիրառվում է Մեծ Բրիտանիայում, 8 տարի ժամկետով: Եկամուտների սահմանային մակարդակը որոշվում է երկարաժամկետ կտրվածքով (որպես կանոն՝ մինչև 10 տարի): Հնարավոր է հասույթի մակարդակի ճշգրտում՝ հաշվի առնելով տուգանքները և լրացուցիչ պարզևավճարները:

Կարգավորում սահմանային գնի (price cap) հիմունքով մեթոդը՝ սահմանային գնի արդյունավետության համաթվի հաշվարկի միջոցով, կիրառվում է Իտալիայում, Նիդեռլանդներում և Պորտուգալիայում: Սակագինը սահմանվում է նախորդ ժամանակահատվածի սակագնի մակարդակի և ձեռնարկության գործունեության չափորոշիչների փոփոխության (օրինակ՝ տարեկան սղաճի) հիման վրա, ինչպես նաև ներառում է արդյունավետության գործոն, ինչը ենթադրում է, որ ընկերությունը պետք է տարեցտարի նվազեցնի գործառնական ծախսերը և արդյունքում՝ սակագնի մակարդակը: Կարգավորման առաջին ժամանակահատվածի համար գների սահմանային արժեքները որոշելիս, որպես կանոն, հիմք են ընդունվում ընկերության փաստացի տեսակարար ծախսերը կամ համադրելի ընկերությունների տվյալները, և այնուհետև այդ արժեքները ֆիքսվում են հետևյալ կերպ՝

$$\text{Սակագին}_t = \text{Սակագին}_{t-1} \cdot X(1 + CPI_{t-1} - Xt),$$

որտեղ՝

*X*_t-ն արդյունավետության գործակիցն է:

Բացի վերը նշված խթանիչ կարգավորումներից, էներգահամակարգում կիրառվում է կարգավորող ընկերությունների գործունեության առանձին ուղղություններով արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների ներկառուցված մեխանիզմը, որը ռիսկերի նվազեցման արդյունավետ գործիք է: Ներկայացնենք համաշխարհային պրակտիկայում արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների (ԱՀՑ) կիրառման օրինակներ, որոնք նպաստում են տեխնոլոգիական և ֆինանսական ռիսկերի կանխարգելմանը.

- կայանների կողմից տեխնոլոգիական խախտումների մակարդակը՝ թիվը/ենթակայանների քանակը <= X*,
- էլեկտրահաղորդման գծերի տեխնոլոգիական խախտումների մակարդակը՝ թիվը/100 կմ <= X,
- ապօրինի միացումների թիվը (ընդհանուր միացումների թվի նկատմամբ %) <= X,

- օրյեկտների շահագործման հանձնման ժամկետների պահպանումը $\geq 95\%$,
- տեխնոլոգիական միացումների ժամկետների պահպանումը $\leq 1,1$:
* X - կարգավորողի կողմից սահմանված մակարդակը՝ հաշվի առնելով ցանցերի տեղադիրքը, սպառողների և կոնտրագենտների կազմը.
- ֆինանսական կայունության ցուցանիշը (ֆինանսական լներիջի գործակիցը) $\leq 1,5$,
- տոկոսային վճարների ապահովման գործակիցը (EBIT/տոկոսային վճարներ) $>=3$,
- ընթացիկ իրացվելիության գործակիցը $>=2$,
- կարճաժամկետ իրացվելիության գործակիցը $>=1$,
- ժամկետանց պարտավորության մակարդակը $\leq X$,
- ցանցում լարման շեղումները $\leq X$,
- սպառողների բողոքների թիվը $\leq X$ ամսական,
- սպառողների բողոքներին արձագանքման ժամկետը $\leq X$ օրից:

Արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների (ԱՀՑ) համակարգի հաջողությունը պայմանավորված է ընկերության գործունեության որոշակի ուղղություններով նվազագույն թույլատրելի ցուցանիշների ընտրությամբ:

ԱՀՑ համակարգի կիրառումը Հայաստանի Հանրապետությունում թույլ կրա կանխարգելել համակարգին սպառնացող ֆինանսական և տեխնոլոգիական ռիսկերը և կհանգեցնի էներգամատակարարման համակարգի հուսալիության բարձրացմանը և սպառողի համար լրացուցիչ ծախսերի (օրինակ՝ արտադրության պարասպորտը՝ էներգամատակարարման անջարման հերևանքով) նվազմանը: Ընդ որում, ԱՀՑ խախտման համար ընկերություններին կարող է սպառնալ փուզանք կամ՝ նույնիսկ սակագնի իջեցում:

ՌԴԵ Էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտը կարգավորող նորմատիվ իրավական ակտերում կիրառվում են Էլեկտրաէներգիայի ինչպես *կարգավորվող գին* (սակագին), այնպես էլ *չկարգավորվող գին* հասկացությունները: ՌԴԵ «Էլեկտրաէներգետիկայի մասին» դաշնային օրենքում սահմանված է *Էլեկտրաէներգետիկայում գներ (սակագներ)* հասկացությունը՝ որպես գների դրույքաչափերի համակարգ, որով իրականացվում են Էլեկտրական էներգիայի (հզորության), ինչպես նաև մեծածախ և մանրածախ շուկաներում մատուցվող ծառայությունների համար վճարումները⁹:

Էլեկտրաէներգիայի կարգավորվող գները (սակագները) սահմանվում են ՌԴԵ գործադիր իշխանության կողմից և նախատեսված են «ընակչություն և նրանց հավասարեցված սպառողներ» խմբի համար¹⁰: Երաշխավորված մատակարարների կողմից իրավաբանական անձանց Էլեկտրաէներգիան

⁹ <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102080839>

¹⁰ St'u Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 30.06.2022) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике":

մատակարարվում է չկարգավորվող գներով, որոնք չկարգավորվող գների սահմանային մակարդակից բարձր չեն կարող լինել: Վերջինը ձևավորվում է էլեկտրաէներգիայի միջին կշռված չկարգավորվող գնի, էլեկտրաէներգիայի փոխանցման ծառայության սակագնի, երաշխավորված մատակարարի ծառայությունների արժեքի և այլ հավելավճարների հանրագումարի արդյունքում¹¹: Հարկ է նշել, որ երաշխավորված մատակարար չհանդիսացող մատակարարների կողմից էլեկտրաէներգիայի մատակարարման գները պետական կարգավորման տիրույթից դուրս են և ձևավորվում են առաջարկի ու պահանջարկի հարաբերակցությամբ:

Ներկայացնենք Հայաստանի Հանրապետությունում վաճառվող էլեկտրական էներգիայի և բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկման մեթոդիկան:

Համաձայն ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 13.12.2017 թ. ««Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ի կողմից սպառողներին վաճառվող էլեկտրական էներգիայի և բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկման մեթոդիկան հաստատելու մասին» N 541-Ն որոշման՝ ծախսերի վերլուծության և դրանք սպառողական խմբերի միջև բաշխման նպատակով բաշխողի բոլոր ծախսերը դասակարգվում են երեք խմբի՝

- 1) էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսեր (ներառյալ փոխհատուցման գումարը),
- 2) էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսեր,
- 3) սպառողների սպասարկման ծախսեր:

Սպառողների սպասարկման ծախսերը ներառում են էլեկտրական էներգիայի հաշվառման համակարգերի տվյալների գրանցման, հաշիվների վարման, իրացված էլեկտրական էներգիայի դիմաց բաժանորդներից գումարների հավաքագրման, անհուսալի դերիտորական պարտքերի գծով և սպառողների սպասարկման հետ կապված այլ ծախսերը:

Ծախսերի բաշխումը սպառողական խմբերի միջև իրականացվում է հետևյալ փուլերով.

- 1) էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերի բաշխում,
- 2) էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի բաշխում,
- 3) սպառողների սպասարկման ծախսերի բաշխում:

Սպառողների սպասարկման ծախսերը սպառողական խմբերի (նաև բաշխման ցանցի տեխնոլոգիական տարրերի) միջև բաշխվում են հետևյալ կերպ՝

¹¹ Ст'а Правила определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), утвержденным постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 N 1179:

- 1) էլեկտրական էներգիայի վաճառքի դիմաց բաժանորդներից գումարների հավաքագրման գծով ծախսերն ամբողջությամբ վերագրվում են 0,38 ու 0,22 կՎ լարման սպառողական խմբին,
- 2) սպառողների սպասարկման մյուս ծախսերը բաշխվում են ըստ սպառողական խմբերի բաժանորդների թվաքանակի համամասնության: Այժմ ներկայացնենք բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկը:

Բաշխման ծառայության մատուցման սակագները սահմանվում են միադրույք սակագնային համակարգում և տարբերակվում են ըստ վերը նշված մեթոդիկայի որոշված սպառողական խմբերի՝ հաշվի առնելով նաև առևտրային կանոնների պահանջները: Բաշխման ծառայության մատուցման սակագները (ՄԲԾ_k) հաշվարկվում են համաձայն հետևյալ բանաձևի՝

$$\text{ՄԲԾ}_k = \frac{\text{ԲԾ}_k}{\text{Է}_k + \text{Է}_{\text{ՈՍԿ}}},$$

որտեղ՝

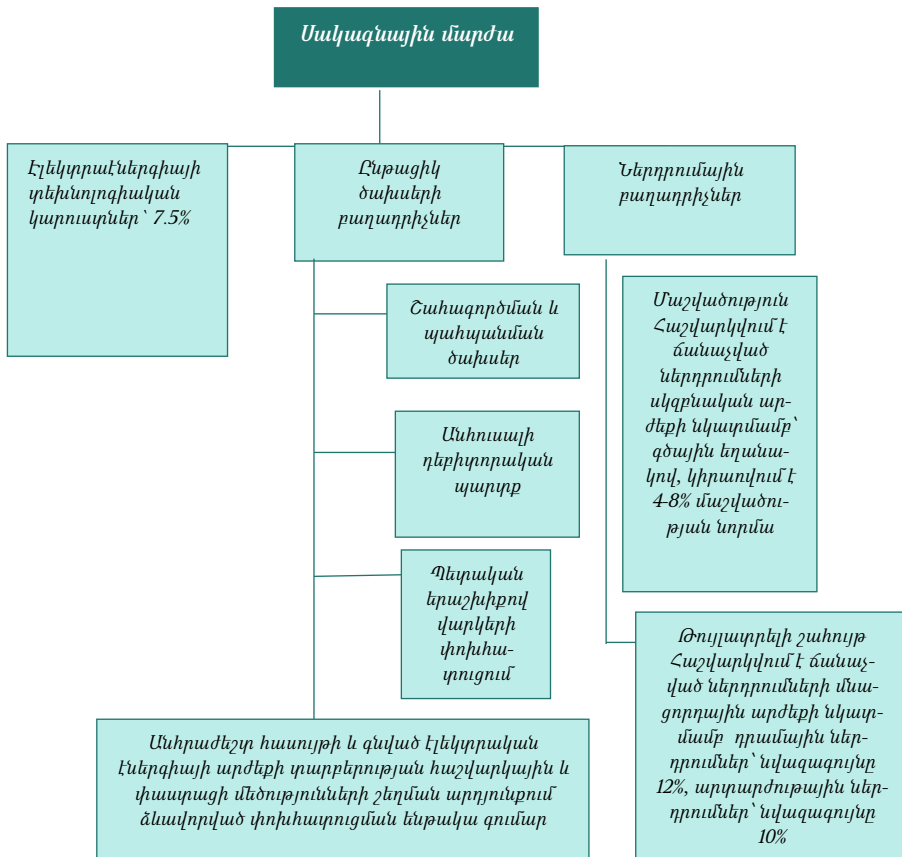
ԲԾ_k-ն էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի մեծությունն է k-րդ սպառողական խմբի համար,

Է_k-ն բաշխողի կողմից k-րդ սպառողական խմբի սպառողներին վաճառվող և նույն սպառողական խմբում իր սեփական կարիքների համար սպառվող էլեկտրական էներգիայի տարեկան քանակն է,

Է_{ՈՍԿ}-ն k-րդ սպառողական խմբին պատկանող որակավորված սպառողների կողմից սպառվող էլեկտրական էներգիայի տարեկան քանակն է, որը մատակարարվում է այլընտրանքային մատակարարի կողմից:

*Հարկ է նշել, որ հանձնաժողովը, էլեկտրաէներգիա արտադրող կա-
յանների կողմից արտադրված էլեկտրաէներգիայի սակագները սահմանե-
լիս, կիրառում է շահույթի նորմայի կարգավորման մեթոդը (Rate of Return
methodology): Սակայն, նմանօրինակ եղանակը, ըստ մեզ, չի կարող բավա-
կանաչափ խթաններ սրելժել համակարգում կարգավորվող մենաշնորհ-
ների ծախսերի օպտիմիզացիան փաստիկյունից: Ուստի, կարևորվում է՝ նոր
և արդյունավետ մեթոդաբանության մշակման և ներդրման միջոցով հասնել
համակարգում ծախսերի օպտիմալացմանը և հնարավոր ռեզերվների բա-
ցահայտման միջոցով՝ սակագների նվազեցմանը: «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ն էլեկտրա-
էներգիայի փոխանցում ու բաշխում է իրականացնում Հայաստանի Հանրա-
պետության տարածքում: Սակագների հաշվարկման մեթոդիկան շա-
րադրված է ընկերության լիցենզիային կից հավելվածում և ամրագրված է
2002 թ. Հայաստանի Հանրապետության Կառավարության և Midland
Resources Holding Ltd-ի միջև կնքված ընկերության բաժնետոմսերի առքու-
վաճառքի պայմանագրում: Սպառողների բոլոր խմբերի համար առանձնաց-
ված են նաև գիշերային սակագներ, որոնք համեմատաբար ցածր են ցերե-
կայինից, ինչի հիման վրա ձևավորվում է էլեկտրաէներգիայի սպառման
կանխատեսում յուրաքանչյուր հաստատված սակագնով, էլեկտրաէներգիայի*

սպառման միջին կշռությային սակագնով և Հայաստանի ներքին շուկայում էլեկտրաէներգիայի սպառումից «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ի ընդհանուր հասույթի մասով՝ դրամական չափման միավորով: Էլեկտրաէներգիայի սպառումից ընկերության հասույթը, սակագնագոյացման գործող մեթոդաբանության համաձայն, պետք է հավասար լինի սպառված էլեկտրաէներգիայի գնման համար ծախսերի գումարին և սակագնային մարժային¹²: 1 կՎտ/ժ սակագնային մարժան ձևավորվում է վաճառքի միջին սակագնի և գնման միջին սակագնի տարբերության արդյունքում: Սակագնային մարժայի ձևավորման բաղադրիչները ներկայացնենք գծապատկեր 2.1-ի միջոցով:



Գծապատկեր 2.1 | Սակագնային մարժայի կառուցվածքը

Այսպիսով, սակագնային մարժայի հաշվարկման հիմքը լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի ապահովման սկզբունքն է, համաձայն որի՝

¹² ՀՕԿՀ 13.12.2017 թ. №542-Ա որոշում՝ 2002 թ. նոյեմբերի 1-ի №79-Ա որոշման մեջ փոփոխություններ կատարելու մասին, <http://psrc.am/images/News/haytararutyun/2017/13.12.17n/2.pdf>

հաշվարկային տարվա (12-ամսյա ժամանակաշրջանի) անհրաժեշտ հասույթը (ԱՀ) հաշվարկվում է¹³ գնվող էլեկտրաէներգիայի արժեքի (ԳԷԱ), լիցենզավորված գործունեության իրականացման համար անհրաժեշտ շահագործման և պահպանման ծախսերի (ՇՊԾ), լիցենզավորված գործունեության իրականացման համար ներգրավված հիմնական միջոցների մաշվածության և ոչ նյութական ակտիվների ամորտիզացիայի (Մ), լիցենզավորված գործունեության իրականացման համար ներգրավված զուտ ակտիվների դիմաց թույլատրելի շահույթի մեծության (ԹՇ), լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի և գնված էլեկտրական էներգիայի արժեքի տարբերության՝ հաշվարկային և փաստացի մեծությունների շեղման արդյունքում ձևավորված փոխհատուցման ենթակա գումարի (ՓԳ), անհուսալի դերիտորական պարտքերի մեծության (ԱԴՊ) հանրագումարի և լիցենզավորված անձի կողմից իրավաբանական անձանց էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծառայության մատուցումից ստացված հասույթի (ԲՀԾ) տարբերության միջոցով:

Համաձայն սակագների հաշվարկման մեթոդաբանության՝ թույլատրելի շահույթը հաշվարկվում է որպես շահույթի հաշվարկման բազայի և ակտիվների շահութաբերության նորմայի արտադրյալ, շահույթի հաշվարկման բազան՝ օգտակար և օգտագործվող ակտիվներում կուտակված ներդրումների գումարի և կուտակված մաշվածության տարբերություն: Շրջանառու կապիտալը ամեն օպերացիոն ցիկլի ընթացքում գործունեության մեջ ներդրվող կապիտալ է: Շահույթի հաշվարկման բազայում ներառվող շրջանառու կապիտալի մեծությունը հաշվարկվում է որպես լիցենզավորված գործունեության համար անհրաժեշտ բոլոր ընթացիկ ակտիվների և ընթացիկ պարտավորությունների տարբերություն, որոնք որոշվում են՝ ելնելով Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի հետ դրանց համաձայնեցված շրջանառության ժամկետներից:

Սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդաբանության հիմքում լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի ապահովման սկզբունքն է՝ *անհրաժեշտ հասույթի մոտեցումը*¹⁴: Անհրաժեշտ հասույթը կազմող բաղկացուցիչներից մեկը թույլատրելի զուտ շահույթի բաղադրիչն է, որը որոշվում է շահույթի հաշվարկման բազայի և ակտիվների շահութաբերության նորմայի արտադրյալի միջոցով: Հանձնաժողովը ակտիվների շահութաբերության նորման սահմանում է՝ ելնելով Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերությունների շահութաբերության վերլուծությունից, բայց ոչ պակաս՝ քան 12%¹⁵: ***Սակայն, չի բացառվում, թե որոնք կարող են համարվել Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերություններ***

¹³ ՀԾԿՀ 13.12.2017 թ. №542-Ա որոշում՝ 2002 թ. նոյեմբերի 1-ի №79-Ա որոշման մեջ փոփոխություններ կատարելու մասին, <http://psrc.am/images/News/haytararutyun/2017/13.12.17n/2.pdf>

¹⁴ Տե՛ս ՀՀ էներգետիկայի կարգավորող հանձնաժողովի 2002 թ. նոյեմբերի 1-ի N 79-Ա որոշմամբ հաստատված լիցենզիայի պայմաններ, հավելված 2:

¹⁵ Տե՛ս նույն տեղը, 1.1 կետ:

(Հայաստանի Հանրապետությունում չկան ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերություններ, և «ՀԷՑ»-ը ՀՀ փարածքում էլեկտրաէներգիա բաշխող միակ ընկերությունն է) և ինչ չափորոշիչներով է սահմանվում և ընդունվում նորմայի մեծության որոշումը: Հեյրևաբար, անհրաժեշտ է հիմնավորել նորմաների հաշվարկման մեթոդաբանությունը և անհրաժեշտության դեպքում կարարել համապարասխան փոփոխություններ:

Համաձայն «Էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքի 21-րդ հոդվածի՝ սահմանված են կարգավորվող սակագների ձևավորման սկզբունքները:

«Էլեկտրական, ջերմային էներգիայի և քնական գազի կարգավորվող սակագների և այդ ոլորտներում ծառայությունների մատուցման դիմաց վճարումների ձևավորման սկզբունքներն են՝

- ա) լիցենզիայի պայմաններին համապատասխան լիցենզավորված գործունեություն իրականացնելու համար անհրաժեշտ՝ հիմնավորված շահագործման և պահպանման ծախսերի, հիմնական միջոցների մաշվածության և ոչ նյութական ակտիվների ամորտիզացիայի փոխհատուցման ապահովումը,
- բ) ողջամիտ շահույթի ստացման հնարավորության ապահովումը,
- գ) հիմնավորված վարկերի սպասարկման ծախսերի ներառումը,
- դ) սպառման ծավալով, պատվիրված հզորությամբ, տարվա եղանակով, օրվա ժամերով, միացման պայմաններով, ծառայությունների տեսակներով պայմանավորված սակագների տարբերակումը,
- ե) հիմնավորված և անհրաժեշտ ապահովագրական ծախսերի ներառումը,
- զ) բնապահպանական նորմերն ապահովելու համար անհրաժեշտ՝ հիմնավորված ծախսերի ներառումը,
- է) Հայաստանի Հանրապետության Կառավարության կողմից հաստատված էներգետիկայի զարգացման ծրագրով նախատեսված էներգատեղակայանքների կոնսերվացման և պահպանման ծախսերի ներառումը,
- ը) օգտագործված միջուկային վառելիքի պահպանման անհրաժեշտ ծախսերի և ատոմակայանը շահագործումից հանելու հիմնադրամին անհրաժեշտ հատկացումների ապահովումը,
- թ) հիմնավորված տեխնիկական և առևտրային կորուստների ներառումը,
- ժ) օրենսդրությամբ նախատեսված հիմնավորված և անհրաժեշտ այլ ծախսերի ներառումը»:

Սակայն, *սպասարկման վճար (ծախս)* հասկացության դրույթը օրենքում բացակայում է, թեպետ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 13.12.2017 թ. N 541-Ն որոշմամբ տրվում է ծախսերի դասակար-

գում, համաձայն որի՝ ծախսերի բաշխումը սպառողական խմբերի միջև իրականացվում է հետևյալ փուլերով.

- 1) էլեկտրական էներգիայի (հզորության) գնման ծախսերի բաշխում,
- 2) էլեկտրական էներգիայի բաշխման ծախսերի բաշխում,
- 3) սպառողների սպասարկման ծախսերի բաշխում:

Ինչպես նաև, Հայաստանի Հանրապետության հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 2022 թ. հունվարի 5-ի N 4-Ն որոշման համաձայն՝ սահմանվում են բաշխման ցանցին սպառման համակարգի, արտադրողի ու ինքնավար էներգաարտադրողի միացման դրույթները: Մասնավորապես, գլուխ 31-ով տրվում է միացման վճարների հաշվարկման մեթոդաբանությունը:

Հարկ է նշել նաև, որ ներկայումս լայն թափ է ստացել արևային կայանների տեղադրումը, որի դեպքում բաշխիչ ցանցից օգտվելիս հարկավոր է լինում սահմանել սպասարկման վճար (ֆոնդօգտագործման վճար): Այս բնագավառի չկարգավորված լինելը կարող է ապագայում լուրջ խնդիրներ առաջացնել էլեկտրաէներգիայի բաշխիչ ցանցի համակարգում, քանի որ արևային պանելներով արտադրվող էլեկտրաէներգիան կուտակվում է բաշխիչ ցանցում՝ այն վերածելով «մարտկոցի», այսինքն՝ բաժանորդի կողմից արտադրվում է ավելի շատ էլեկտրաէներգիա, քան սպառվում է:

Հաշվի առնելով վերոգրյալը՝ առաջարկում ենք նաև «Էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքում կատարել հետևյալ փոփոխությունները՝

1. 4-րդ հոդվածի «Հիմնական հասկացություններ» բաժինը լրացնել հետևյալ դրույթով՝
«սպասարկման վճարը (ֆոնդօգտագործման վճար)՝ էլեկտրական էներգիայի և (կամ) հզորության, ջերմային էներգիայի և բնական գազի բնագավառում լիցենզավորված անձի սարքավորումներից, տեխնիկայից, տեխնոլոգիաներից և ավտոմատացված համակարգերից օգտվելու դիմաց սույն օրենքին համապատասխան սահմանված վճարը»,
2. 21-րդ հոդվածի անվանումը վերախմբագրել՝ «Կարգավորվող սակագների, սպասարկման վճարների և այլ ծառայությունների վճարների ձևավորման սկզբունքները»,
3. 21-րդ հոդվածը վերախմբագրել՝ «Էլեկտրական, ջերմային էներգիայի և բնական գազի կարգավորվող սակագների, սպասարկման վճարների և այդ ոլորտներում ծառայությունների մատուցման դիմաց վճարումների ձևավորման սկզբունքներն են՝ ...»,
4. 21-րդ հոդվածը լրացնել, մասնավորապես ավելացնել հետևյալ կետը՝
«յ) սպասարկման ծախսերի ներառում»:

Այս փոփոխություններն առավել ընդգրկուն կդարձնեն Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկ համակարգը կարգավորող օրենս-

դրության հիմնական հասկացությունները, քանի որ վերջիններս կներառեն ինչպես սպասարկման վճարները (ծախսերը) (ՀԾԿՀ 13.12.2017 թ. N 541-Ն որոշում), այնպես էլ միացման վճարները (ՀԾԿՀ 05.01.2022 թ. N 4-Ն որոշում): Այն նաև ՀԾԿՀ-ին հնարավորություն կտա համապատասխան որոշումների միջոցով արևային կայանների համար ևս սահմանելու տարբերակված սպասարկման վճարներ (ֆոնդօգտագործման վճարներ)՝ հիմքում ունենալով օրենքի համապատասխան դրույթը: Կախված սպառողական խմբերից, հզորությունից, սպառման ծավալներից և այլ բնութագրերից՝ կարելի է կիրառել տարբերակված սպասարկման վճարներ, որոնք է՛լ ավելի կբարձրացնեն համակարգի հուսալիությունը, անվտանգությունը և ֆինանսական կայունությունը:

**ՌԵԱԿՏԻՎ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ,
ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԵՎ ՎՃԱՐՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ
ԿԱՌՈՒՑԱԿԱՐԳԻ ԱՆՀՐԱԺԵՇՏՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀՀ-ՈՒՄ**

Արդյունաբերական սպառողների խթանումը էներգահամակարգի համար օպտիմալ գործակցի պահպանման նպատակով ռեակտիվ հզորության սպառողների կողմից ներդրվել է դեռևս անցյալ դարի 30-ական թվականներին՝ ինտենսիվ ինդուստրացման ժամանակ: Մշակվել է էլեկտրաէներգիայի սակագնի գեղչերի և հավելավճարների ճկուն համակարգ: Ռեակտիվ հզորության սպառողների մեծության նվազեցման հիմնական նպատակն այն ժամանակ էլեկտրական ցանցերի կառուցման ծախսերը նվազեցնելն էր: Այսինքն, նվազեցնելով ռեակտիվ հզորության ծավալը, կարելի էր խնայել լարումների հատման և տրանսֆորմատորների հզորության վրա:

Էլեկտրակայաններում գեներացվող ակտիվ հզորությունից բացի, էլեկտրաէներգիայի հաղորդման համար օգտագործվում է ռեակտիվ հզորություն: Էլեկտրաէներգիայի սպառողները միաժամանակ օգտագործում են ակտիվ և ռեակտիվ հզորություններ: Էլեկտրաէներգիայում ռեակտիվ և ակտիվ հզորությունների հարաբերությունը հայտնի է իբրև *ռեակտիվ հզորության գործակից*:

Ակտիվ էլեկտրաէներգիան ամբողջովին փոխակերպվող էներգիա է, որը մտնում է էլեկտրաէներգիայի մատակարարման շղթայի մեջ: Կարող է տեղի ունենալ վերափոխում ջերմության կամ այլ տեսակի էներգիայի, բայց էությունը մնում է մեկը՝ ընդունված էլեկտրաէներգիան աղբյուր հետ չի վերադառնում:

Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիան ընդհանուր մուտքային էներգիայի այն մասն է, որը չի օգտագործվում օգտակար աշխատանքի համար: Ներկայումս Հայաստանի էլեկտրամատակարարման համակարգում ռեակտիվ էներգիայի սակագնի առանձին հաշվառում չի իրականացվում, դրա հետ կապված առանձին բաղադրիչներ ներառված են կորուստների մեջ:

Ակտիվ հզորության հիմնական չափման միավոր է սահմանվում կիլովատտը (կՎտ), իսկ ռեակտիվ հզորությանը՝ կիլովատտը (կվառ): Ակտիվ էներգիայի հիմնական չափման միավոր է սահմանվում կիլովատտ*ժամը (կՎտ/ժ), իսկ ռեակտիվ էներգիայինը՝ կիլովառ*ժամը (կվառ/ժ):

Էլեկտրամատակարարման համակարգերում ռեակտիվ էներգիայի հիմնական սպառողներն են տրանսֆորմատորները, էլեկտրահաղորդման օղակին գծերը, ասինխրոն շարժիչները, ինդուկցիոն էլեկտրական վառարանները, եռակցման ագրեգատները և այլն:

Արդյունաբերական ձեռնարկություններում ռեակտիվ հզորության հիմնական սպառողներն են ասինխրոն շարժիչները: Դրանց բաժին է ընկնում

ռեակտիվ հզորության 65-70%-ը, որը սպառվում է ձեռնարկության կողմից: Ռեակտիվ էներգիայի սպառման 20-25%-ը բաժին է ընկնում ձեռնարկությունների տրանսֆորմատորներին և մոտ 10%-ը՝ այլ ընդունիչների և էլեկտրահաղորդման գծերի¹⁶:

Այժմ քննարկենք կենցաղում ռեակտիվ հզորության սպառողներին: Մասնավորապես, ավելի ու ավելի շատ են հայտնվում սարքեր և սարքավորումներ, որոնք «թույլ են տալիս խնայել» էլեկտրական էներգիան տանը՝ ցանցի ռեակտիվ բաղադրիչի փոխհատուցման միջոցով: Վաճառքի խորհրդատուները շատ հետաքրքիր են պատմում այդ սարքերի, դրանց ծախսերի արդյունավետության, էժանության, էլեկտրաէներգիայի հաշվին շատ խնայելու հնարավորության մասին: Ի հեճուկս վաճառքի խորհրդատուների պատմությունների՝ իրականությունը բոլորովին այլ է: Դա առաջին հերթին պայմանավորված է նրանով, որ էներգարնկերությունները չեն վարում կենցաղային սպառողների կողմից սպառվող ռեակտիվ հզորության հաշվառում: Այսինքն, ոչ միշտ են երկրները հաշվում ռեակտիվ հզորությունը և պահանջում դրա համար: Բացի դրանից, ներկայումս կենցաղում հաճախ են օգտագործում շատ հզոր սարքեր՝ սառնարաններ, օդորակիչներ, վառարաններ և այլն, որոնք սպառում են նաև մեծ քանակությամբ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա, որը հնարավոր է նվազեցնել փոխհատուցիչի օգնությամբ: Զգալի թերություն է նաև բեռի փոփոխության մեծ պարբերականությունը (անջատում-միացումը), ինչպես հաճախ կենցաղային սարքերի անձնագրերում չի նշվում $\cos\varphi$ -ը, ինչը մեծապես դժվարացնում է ռեակտիվ բաղադրիչի հաշվարկը:

Դիտարկենք մի օրինակ: Դիցուք՝ սառնարանում տեղադրված է հետևյալ պարամետրերով էլեկտրական շարժիչ՝ $U_H = 220$ В, $I_H = 2,5$ А, $\cos\varphi = 0,9$: Ամբողջական հզորությունը կկազմի $S = UI = 220 * 2,5 = 550$ ВА, իսկ ակտիվ էներգիայի հզորությունը՝ $P = UI \cos\varphi = 220 * 2,5 * 0,9 = 495$ Вт: Այսպիսով, հաշվենք ռեակտիվ հզորությունը՝

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \triangleright Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{302500 - 245025} = \sqrt{54475} = 240 \text{ ВАр}$$

Այսինքն, վերոնշյալը մոտ երկու անգամ ակտիվից պակաս մեծություն է:

Տեսականորեն մենք կարող ենք նախագծել փոխհատուցման սարքը, որը կապահովի 240 վառ-ը գրոյական: Այո՛, կարող ենք, բայց ի՞նչ կլինի, եթե սառնարանը անջատված է: Ճիշտ է, որ այդ 240 վառ-ն արդեն գններացվել է, փոխհատուցելով իրեն՝ տալիս է ցանցին: Այս իրավիճակից խուսափելու համար անհրաժեշտ է անջատել փոխհատուցիչը ցանցից: Ձեռքով նման գործողություններ կատարելն ամեն անգամ անհեռանկարային է, միացման-անջատման ավտոմատ սարքերը զգալիորեն թանկանում են, և տնտեսական խնայողությունը դառնում է քիչ հավանական¹⁷:

¹⁶ <https://studfile.net/preview/6438697/page:30/>

¹⁷ <https://elenergi.ru/v-chem-raznica-mezhdu-reaktivnoj-moshnostyu-v-bytu-i-na-proizvodstve.html>

Մինչև 1974 թվականը Խորհրդային Միության տարածքում ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման աստիճանի չափանիշ էր համարվում $\cos\phi$ -ի միջին կշռված գործակիցը: Էլեկտրաէներգիայի սպառողների վրա էլեկտրահաղորդման կազմակերպությունների ազդեցության տնտեսական լծակները լայն աջակցություն են ցուցաբերել՝ փոխհատուցման սարքերը դնելու համար: Որպես հետևանք, երկրի հզորության միջին կշռված գործակիցը 1947 թվականին 0,75-ից աճել է մինչև 0,93՝ 1974-ին:

Այն ժամանակ գործող նորմատիվային փաստաթղթերի անկատարության ու փոխհատուցման սարքերի մեծամասնության պատճառով ռեակտիվ էներգիայի օգտագործումը հստակ հաշվարկված չէր: Դա պայմանավորված էր նրանով, որ էլեկտրական էներգիայի սպառողները հաշվարկվել են էլեկտրահաղորդման կազմակերպությունների հետ $\cos\phi$ ռեակտիվի սպառման գործակցի միջին կշռված արժեքի համար և շահագրգռված էին, որ փոխհատուցման սարքերը ընդգրկված լինեն ամբողջ հաշվարկային ժամանակահատվածում:

Հարկ է նշել, որ ներկայումս մի շարք եվրոպական երկրներում (Բուսնիա-Հերցեգովինա, Բուլղարիա, Խորվաթիա, Նորվեգիա, Էստոնիա, Պորտուգալիա, Շվեյցարիա և այլն) լայն կիրառություն ունեն ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագները, որոնք տարբերակված են ըստ սպառողական խմբերի, ծավալների, օգտագործման հզորության, սեզոնայնության և այլ բնութագրերի¹⁸: Ուշագրավ է, որ այս երկրներում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագների միջև մեծ տարբերություն կա՝ մի քանի եվրոցենտից հասնելով մինչև մի քանի եվրոյի, որը պայմանավորված է երկրների էլեկտրաէներգետիկ կարողություններով և էլեկտրախնայող քաղաքականության խստությամբ:

Աղյուսակ 3.1

Մի շարք երկրների կողմից կիրառվող ռեակտիվ էներգիայի գանձումների հաշվարկման մեխանիզմների հիմնական բնութագրերը

Երկիր	Ռեակտիվի սակագին (Այո/Ոչ)	Տույժ (Այո/Ոչ)	Կիրառման պայմանները/քանակը
Ավստրիա	Ոչ	Ոչ	
Քեղզիա	Ոչ	Այո	<ul style="list-style-type: none"> • Elia համակարգի օպերատորը ապահովում է ռեակտիվ էներգիայի մատակարարում յուրաքանչյուր 15 րոպեն մեկ, որը գերազանցում է $\text{tg } \phi = 0.329$ յուրաքանչյուր կետում: Այն հանգեցնում է ռեակտիվ էներգիայի լրացուցիչ մատակարարումների՝ համաձայն տեխնիկական օրենսգրքի 209-րդ հոդվածի: Այն հանդիսանում է մեկ սպառողի օրվա ժամանակի և ռեակտիվի օգտագործման ռեժիմի հարաբերակցությունը:

¹⁸ <https://www.entsoe.eu/about/>

			<ul style="list-style-type: none"> • Շտանայակի ընթացքում ռեակտիվ էներգիայի գերազանցման բացակայության դեպքում յուրաքանչյուր կետում ռեակտիվ էներգիայի լրացուցիչ մատակարարման գործող բաժանորդային վճարի 10%-ը: • Այն դեպքերում, երբ ռեակտիվ էներգիայի սպառումը չի գերազանցում հետևյալ սահմանային արժեքները, ապա ռեակտիվ էներգիայի լրացուցիչ մատակարարման համար տույժը կազմում է 0 եվրո/կվատ/ժ: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Լարման մակարդակը՝ Կվ</th> <th>Ռեակտիվ էներգիայի առավելագույնը՝ Մվատ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>400-380</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>220-150</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>132-50</td> <td>2,5</td> </tr> </tbody> </table>	Լարման մակարդակը՝ Կվ	Ռեակտիվ էներգիայի առավելագույնը՝ Մվատ	400-380	9	220-150	9	132-50	2,5
Լարման մակարդակը՝ Կվ	Ռեակտիվ էներգիայի առավելագույնը՝ Մվատ										
400-380	9										
220-150	9										
132-50	2,5										

Ռեակտիվ էներգիայի ավելցուկային ընտրության սակագինը վճարվում է էլեկտրահաղորդման ցանցին միացված որակյալ սպառողների կողմից: Սակագինը կազմում է 5.56 եվրո/ կվատ/ժ:

Ռեակտիվ էներգիայի ավելցուկային ընտրության գործակիցը դրական տարբերությունն է սարքերի միջոցով չափված ռեակտիվ հզորության և ռեակտիվ հզորության միջին ցուցանիշի միջև, որը համապատասխանում է էներգիայի գործակցին՝ $\cos \varphi = 0.95$, այսինքն՝ ռեակտիվ հզորությունը գերազանցում է ընտրված ակտիվ հզորության 33%-ը:

<i>Բունիս-Հերցեգովինա</i>	Այո	Ոչ	<p>Սակագինը գանձվում է այն օգտվողներից, որոնց միացված հզորությունը կազմում է > 100 կՎտ այն դեպքում, երբ նրանք վերցնում են էլեկտրաէներգիան ցանցից և բաշխիչ ընկերություններից:</p> <p>Էլեկտրաէներգիայի սպառման քանակի հաշվարկը, որի համար գանձվում է սակագինը, կատարվում է հետևյալ բանաձևով.</p> $E_{rp} = E_{rnp} \cos \varphi - 0.49 E_a$ <p>որտեղ՝</p> <ul style="list-style-type: none"> • E_{rp}՝ ռեակտիվ հզորության քանակը, որի համար գանձվում է սակագինը, • E_r սպառում՝ օգտագործողի կողմից սպառված ռեակտիվ էներգիայի քանակը, • 0.49՝ համապատասխան հարաբերակցությունը՝ $\cos \varphi = 0.9$, • E_a սպառում՝ օգտագործողի կողմից սպառված ակտիվ էներգիայի քանակը: <p>Ռեակտիվ էներգիայի սպառման սակագինը կազմում է ակտիվ հզորության բազային մեծածախ գնի 10%-ը:</p> <p>Ներկայացված ռեակտիվ հզորության սակագինը կազմում է ակտիվ հզորության բազային մեծածախ գնի 100%-ը:</p>
<i>Բուլղարիա</i>	Այո	Ոչ	<p>Սակագինը գանձվում է այն օգտվողներից, որոնց միացված հզորությունը կազմում է > 100 կՎտ այն դեպքում, երբ նրանք վերցնում են էլեկտրաէներգիան ցանցից և բաշխիչ ընկերություններից:</p> <p>Էլեկտրաէներգիայի սպառման քանակի հաշվարկը, որի համար գանձվում է սակագինը, կատարվում է հետևյալ բանաձևով.</p> $E_{rp} = E_{rnp} \cos \varphi - 0.49 E_a$ <p>որտեղ՝</p> <ul style="list-style-type: none"> • E_{rp}՝ ռեակտիվ հզորության քանակը, որի համար գանձվում է սակագինը, • E_r սպառում՝ օգտագործողի կողմից սպառված ռեակտիվ էներգիայի քանակը, • 0.49՝ համապատասխան հարաբերակցությունը՝ $\cos \varphi = 0.9$, • E_a սպառում՝ օգտագործողի կողմից սպառված ակտիվ էներգիայի քանակը: <p>Ռեակտիվ էներգիայի սպառման սակագինը կազմում է ակտիվ հզորության բազային մեծածախ գնի 10%-ը:</p> <p>Ներկայացված ռեակտիվ հզորության սակագինը կազմում է ակտիվ հզորության բազային մեծածախ գնի 100%-ը:</p>

<i>Խորվաթիա</i>	Այո	Ոչ	<p>Ռեակտիվ էներգիան վճարվում է ամսական՝ չափված սպառմանը համապատասխան: Ռեակտիվ էներգիայի սակագինը հետևյալն է՝ 0.0209 եվրո/Մվառ/ժ:</p> <p>Սակագինը վճարվում է անմիջապես ցանցին միացված սպառողի կողմից՝ 110 կՎ:</p> <p>Ըստ սակագնային համակարգի՝ ավելցուկային ռեակտիվ էներգիայի համար սակագնային բաղադրիչը, ինչպես ինդուկտիվ, այնպես էլ ռեակտիվ, նույնն է լարման բոլոր մակարդակների համար, բայց ավելցուկային ռեակտիվ էներգիան հաշվարկվում է որպես դրական տարբերություն իրականում չափված ռեակտիվ էներգիայի և ռեակտիվ էներգիայի միջև, որը համապատասխանում է 0.95-ից ցածր էներգիայի միջին գործակցին, այսինքն՝ սարքերի միջոցով չափված ռեակտիվ էներգիան կազմում է ընդհանուր ռեակտիվ էներգիայի մոտավորապես 33%-ը: Սպառողներից գանձվում է ամսական վճար:</p>
<i>Կիպրոս</i>	Ոչ	Ոչ	
<i>Չեխիա</i>	Ոչ	Ոչ	
<i>Դանիա</i>	Ոչ	Ոչ	
<i>Էստոնիա</i>	Այո	Ոչ	<p>Վճարը հիմնված է սպառված և արտադրված ռեակտիվ էներգիայի վրա: Որևէ սահմանափակում կամ տարբերակում չկա: Ռեակտիվ էներգիայի սպառողների կողմից ռեակտիվ էներգիայի վճարման գումարը կախված չէ $\cos \varphi$-ից, քանի որ այն հաշվարկվում է ռեակտիվ էներգիայի սակագնով, որի դրույքաչափը 1.67 եվրո/ Մվառ/ժ է:</p>
<i>Ֆինլանդիա</i>	Ոչ	Այո	<p>Համաձայնեցված սահմանաչափերը, որոնք հիմնված են յուրաքանչյուր միացման կետերի խմբի համար տարեկան սպառված ռեակտիվ էներգիայի վրա: Սահմանաչափերը գերազանցելու դեպքում գանձվում է տույժ.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 3,000 եվրո/Մվառ ավելորդ ռեակտիվ հզորության համար (ամսական առավելագույնը), • 10 եվրո/ Մվառ/ժ ավելորդ ռեակտիվ էներգիայի համար: <p>Հզորության էներգիայի առումով սահմանը $\frac{1}{4} \times$ ինդուկտիվ սահմանն է: Վճարը գանձվում է բոլոր օգտվողներից (արտադրող, սպառող): Աշխարհագրական տարբերակումը բացակայում է:</p>
<i>Ֆրանսիա</i>	Ոչ	Այո	<p>Եթե հարաբերակցությունը ռեակտիվ էներգիա/ակտիվ էներգիա ($\tan \varphi$) > 0.4 յուրաքանչյուր կետում նոյեմբերից մինչև մարտ (երկուշաբթիից շաբաթ, 6:00-ից մինչև 22:00).</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.33 եվրո ցենտ/կվառ/ժ – սպառողի վճար 500-350 կՎտ, • 1.42 եվրո ցենտ/կվառ/ժ – սպառողի վճար 350-

- 130 կՎտ,
- 1.59 եվրո ցենտ/կվառ/ժ – սպառողի վճար 130-50 կՎտ (մնացած ամիսները):

Սպառողները, ըստ սակագնի, ժամանակավոր տարբերակմամբ (այսինքն՝ լարումը ցածր 350 կՎ-ից) պետք է վճարեն միայն այն դեպքում, երբ $\cos \varphi$ ավելի է 0.4 պիկային ծանրաբեռնվածության, ինչպես նաև ձմեռային պիկերի ժամանակ:

Փերմանենս	Այո / Ոչ	Այո / Ոչ	Ռեակտիվ էներգիայի վճարման սխեմաները տարբերվում են օպերատորների և սպառողների միջև պայմանագրերի պայմանների տարբերությունների պատճառով: Որոշ հանգամանքներում սպառողները վճարում են ռեակտիվ էներգիայի օգտագործման համար (սակագինը կազմում է 8.70 եվրո/Մվառ/ժ): Էլեկտրակայանները փոխհատուցվում են ռեակտիվ հզորության տրամադրման համար:
Մեծ Բրիտանիա	Ոչ	Ոչ	
Հունաստան	Ոչ	Ոչ	
Հունգարիա	Ոչ	Ոչ	
Բուլղարիա	Ոչ	Այո	Landsnet-ի սակագնային պլանը նախատեսում է նվազագույն միջին հզորության գործակից $\cos \varphi$ 0.9՝ երբ վրա բաշխիչ համակարգի օպերատորների համար և $\cos \varphi$ 0.98՝ մակարդակի վրա՝ էներգիայի ինտենսիվ օգտագործողների համար, յուրաքանչյուր առաքման կետում: Այն դեպքերում, երբ մեկ ամսվա միջին էներգիայի գործակիցը նվազում է նշված սահմաններից ցածր, ապա էներգիայի վճարը մեծանում է 2%-ով՝ նշված սահմանից ցածր էներգիայի գործակիցի յուրաքանչյուր 1% նվազման համար:
Բոլանդիա	Այո	Այո	Էլեկտրաէներգիա արտադրողների արդյունավետության խթանման ծրագրում ներառված է առաջանցման/հետընկնելու վճար. առաջանցման վճարը՝ 0.30 եվրո/մՎտ/ժ, հետընկնելու վճարը՝ 0.30 եվրո/ մՎտ/ժ:
Լիբիա	Այո	Ոչ	Կիրառվում է բոլոր սպառողների համար, յուրաքանչյուր կետում. 0.487 եվրո/Մվառ/ժ՝ ռեակտիվ էներգիա սպառողի համար և 0.973 եվրո/Մվառ/ժ՝ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա արտադրողի համար:
Լյուքսեմբուրգ	Ոչ	Այո	Արտադրված և սպառված ռեակտիվ էներգիայի համար վճարվում է, եթե $\cos \varphi$ -ը պակաս է 0.9-ից:
Մակեդոնիա	Ոչ	Այո	Ռեակտիվ էներգիայի ցանկացած ավելորդ սպառման համար գանձվում է տույժ, եթե էներգիայի գործակիցը՝ $\cos \varphi$ -ը, պակաս է 0.95-ից:
Նիդերլանդներ	Ոչ	Ոչ	$\cos \varphi$ մեծությունը պետք է գտնվի 0.8-ի և 1.0-ի միջև: Կանոնակարգը չի տարածվում օպերատորների և սպառողների միջև ռեակտիվ էներգիայի պայմանագրերի վրա: Այս կետը ներառված է միացման պայմանագրում:

Հյուսիսային Բոլանդիս	Ոչ	Ոչ	<p>Ռեակտիվ սակագները վերաբերում են միացման կետերին, որտեղ ռեակտիվ բեռը խնդիրներ է առաջացնում համակարգի համար: Վճարը գանձվում է ինդուկտիվ և տարողունակ էներգիայի համար: Սակագինը կազմում է =3.58 եվրո/կվառ/ժ:</p>
Նորվեգիա	Այո	Ոչ	<p>Աշխարհագրական տարբերակումը բացակայում է, էլեկտրաէներգիայի արտադրողների և սպառողների համար վճարման մեջ նույնպես տարբերություն չկա: Այնուամենայնիվ, ռեակտիվ բեռի բնույթը հանգեցնում է նրան, որ արտադրողները գործնականում երբեք չեն վճարում այս սակագինը:</p> <p>Ռեակտիվ բեռը հաշվարկվում է՝ առավելագույն և նվազագույն բեռի ժամանակահատվածների ավարտից հետո ընտրելով հինգ տարբեր ժամերի ընթացքում սպառված ռեակտիվ էներգիայի ծավալը: Այսպիսով, ռեակտիվ էներգիայի հաշվարկների հիմքը այդ պատահական ընտրված հինգ ժամերի ընթացքում սպառված ռեակտիվ էներգիայի առավելագույն ռեակտիվ բեռն է:</p>
Լեհաստան	Ոչ	Այո	<p>PSE S. A. ընկերությունը տույժ է գանձում վերջնական սպառողների կողմից ռեակտիվ էներգիայի չափազանց մեծ սպառման համար, որոնք միացված են հանգույցներում էլեկտրահաղորդման ցանցին, վերջնական սպառման միացումներին, իսկ օպերատորն ունի միայն մեկ միացման կետ: Տույժ հաշվարկվում է բարձրավոլտ ցանցից կամ գերբարձր լարման ցանցից ընտրված պասիվ էներգիայի յուրաքանչյուր Մվառ/ժ-ի համար, երբ $tg \varphi$ հզորության գործակիցը 0.4-ից բարձր է, ինչպես նաև՝ յուրաքանչյուր Մվառ/ժ-ի պասիվ էներգիայի համար, որը մատակարարվում է էլեկտրահաղորդման ցանցին՝ անկախ հզորության գործակցի արժեքից:</p> <p>Պասիվ էներգիայի չափազանց մեծ օգտագործման վճարը ($tg \varphi$՝ ավելի 0.4-ից) հաշվարկվում է հետևյալ բանաձևով.</p> <div data-bbox="614 1336 1043 1474" style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> $O_b = k \times Crk \times \left(\frac{\sqrt{1 + tg^2 \varphi}}{\sqrt{1 + tg^2 \varphi_0}} - 1 \right) \times A$ </div> <p>որտեղ. k գործակից՝ 0.5, Crk՝ ակտիվ էներգիայի միավորի գինը, $tg \varphi$՝ էլեկտրաէներգիայի գործակցի չափված արժեքը այն ժամանակահատվածի համար, որն օգտագործվում է պասիվ էներգիայի ավելորդ</p>

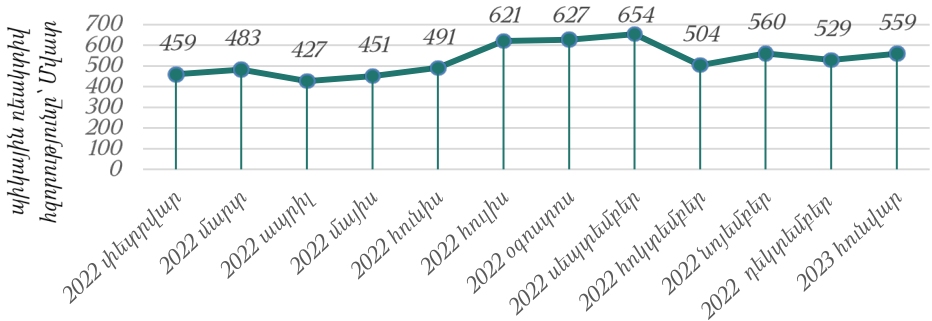
			<p>սպառման վճարը հաշվարկելու համար, $tg \varphi_0$ հզորության գործակցի արժեքը = 0.4, սահմանված է PSE S. A. ընկերության և սպառողի միջև պայմանագրում,</p> <p>A՝ հաշվարկային ժամանակահատվածի համար էլեկտրաէներգիայի ցանցից սպառողի կողմից ընտրված ակտիվ էներգիայի քանակը:</p> <p>Էլեկտրաէներգիայի ցանցին մատակարարվող պասիվ էներգիայի վճարը (capacitive Jet energy) հաշվարկվում է որպես պասիվ էներգիայի քանակի, ակտիվ էներգիայի գնի (Crk) և գործակցի ($k=0.5$) արտադրյալ:</p>
<i>Պորտուգալիա</i>	Այո	Այո	<p>Տույժ: էլեկտրաէներգիայի ցանցի կողմից ոչ պիկային ժամերին մատուցվող ինդուկտիվ ռեակտիվ էներգիայի վճարը գանձվում է հետևյալ կերպ.</p> <p>7.326 եվրո/Մվառ/ժ, եթե $0.3 \leq tg \varphi < 0.4$,</p> <p>22.2 եվրո/Մվառ/ժ, եթե $0.4 \leq tg \varphi < 0.5$,</p> <p>66.6 եվրո/Մվառ/ժ, եթե $tg \varphi \geq 0.5$:</p> <p>Սակագին: Ոչ պիկային ժամերին էլեկտրահաղորդման ցանցում ստացված ռեակտիվ էներգիայի վճարը գանձվում է 16.6 եվրո/Մվառ/ժ:</p>
<i>Ռումինիա</i>	Այո	Այո	<p>Վճարը գանձվում է վերջնական սպառողներից, որոնք ուղղակիորեն միացված են էլեկտրահաղորդման ցանցին: Ռեակտիվ էներգիայի սակագինը տարբերվում է յուրաքանչյուր սպառման գոտում (8 գոտի): Նվազագույն մեծությունը 1.17 եվրո/կվառ/ժ է, առավելագույնը՝ -1.33 եվրո/կվառ-ժ:</p> <p>Եթե $0.65 < \cos \varphi < 0.92$, ապա սակագինը կիրառվում է.</p> <ul style="list-style-type: none"> գրանցված ռեակտիվ էներգիայի ծավալը, ինդուկտիվ էներգիա՝ սպառված ռեակտիվ էներգիայի և համապատասխան ռեակտիվ էներգիայի տարբերությամբ $\cos \varphi = 0.92$: <p>Եթե $\cos \varphi < 0.65$, ապա ռեակտիվ էներգիայի համար տույժը սակագնի եռապատիկի չափով գանձվում է հետևյալ երկու ցուցանիշների հարաբերակցությամբ ստացված մեծությամբ, մասնավորապես՝ գրանցված ռեակտիվ էներգիայի ծավալի և ինդուկտիվ էներգիա, իսկ վերջինս էլ սպառված ռեակտիվ էներգիայի և համապատասխան ռեակտիվ էներգիայի տարբերությունն է՝ $\cos \varphi = 0.92$:</p>
<i>Սերբիա</i>	Այո	Այո	<p>Էլեկտրաէներգիայի ցանցի բոլոր օգտագործողները, բացառությամբ արտադրողների, հիդրոէլեկտրակայանների և էլեկտրակայանների օժանդակ էներգիայի, վճարում են ռեակտիվ էներգիայի համար: Եթե սպառված ռեակտիվ էներգիան գերազանցում է մակարդակը՝ $\cos \varphi = 0.95$, գերազանցման մասով ռեակտիվ էներգիայի վճարը կրկնապատկվում է: Ռեակտիվ</p>

Էներգիայի հիմնական սակագինը հետևյալն է 1.22 եվրո/Մվառ/ժ: Ռեակտիվ էներգիայի սակագինը, եթե $\cos \varphi < 0.95$, կազմում է 2.44 եվրո/Մվառ/ժ: Տվյալ սակագները կիրառվում են տարողունակ և ինդուկտիվ ռեակտիվ էներգիայի նկատմամբ:

Մովակիս	Ոչ	Ոչ		
Մովենիս	Ոչ	Այո	Վճարը գանձվում է սպառողներից և օպերատորներից: Եթե $\cos \varphi < 0.95$, ապա էներգիան ինդուկտիվ է: Վճարը գանձվում է միայն ինդուկտիվ էներգիայի համար: Ըստ լարման մակարդակի, ժամանակի, սպառման ժամանակահատվածի և աշխարհագրական նշանի՝ տարբերակում չկա, վճար գանձվում է յուրաքանչյուր օգտագործողի միացման բոլոր կետերի համար:	
Բապանիս	Այո	Այո	Եվրո/Մվառ/ժ վճար գանձվում է ռեակտիվ էներգիայի սպառման համար, որը գերազանցում է ակտիվ էներգիայի սպառման 33%-ը: Վճարը գանձվում է 1 կվ-ից ավելի լարման ցանցի միացված սպառողների համար: Մի քանի բացառությամբ, այս վճարը գանձվում է բոլոր սակագնային ժամանակահատվածների համար:	
			$\cos \varphi$	Եվրո/կվառ/ժ
			$0.80 < \cos \varphi < .95$	0.041554
			$\cos \varphi < 0.80$	0.062332
			Հրաման IET/3586/2011	
Շվեդիս	Ոչ	Ոչ		
Շվեյցարիս	Այո	Ոչ	Անհատական լրացուցիչ ռեակտիվ էներգիայի սակագին՝ ակտիվ մասնակիցների համար, որոնք չեն բավարարում պահանջները (բաշխիչ համակարգի և էլեկտրակայանի օպերատորների էլեկտրահաղորդման ցանցում)՝ 0.78 ցենտ/կվառ/ժ: Անհատական լրացուցիչ ռեակտիվ էներգիայի սակագին՝ պասիվ մասնակիցների համար, անվճար տիրույթից դուրս (բաշխիչ համակարգի և էլեկտրակայանի օպերատորների էլեկտրահաղորդման ցանցում)՝ 0.78 ցենտ/կվառ/ժ: Պահանջներին համապատասխան մատակարարված ռեակտիվ էներգիայի դիմաց ակտիվ մասնակիցների փոխհատուցման դրույքաչափը (բաշխիչ համակարգի օպերատորներ և էլեկտրահաղորդման ցանցերում էլեկտրակայաններ)՝ 0,24 ցենտ/կվառ/ժ:	

Այժմ ներկայացնենք Հայաստանի Հանրապետությունում ռեակտիվ էներգիայի վերաբերյալ մի շարք տվյալներ, մասնավորապես՝ ՀՀ ԷԷՀ-ի՝ 01/02/2021 թվականից 31/01/2023 թվականը ռեակտիվ հզորության պիկային մեծությունների շարժընթացը: Ուսումնասիրությունից պարզ է դառնում, որ

պիկային հզորությունը սեպտեմբերին կկազմի 654 Մվառ, իսկ ամենացածրը կլինի ապրիլ ամսին՝ կազմելով 451 Մվառ (զձապատկեր 3.1):



Գձապատկեր 3.1

ՀՀ ԷԷՀ-ի 01/02/2021-31/01/2023 թթ. ռեակտիվ հզորության պիկային մեծությունների շարժընթացը (Մվառ)

Այժմ քննարկենք ՀՀ-ում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների և կասկադների վերաբերյալ տեղեկությունները. մասնավորապես՝ առավելագույնը արտադրվում է Հրազդան ԶԷԿ-ի կողմից՝ կազմելով 350 Մվառ, իսկ նվազագույնը՝ Երևանի ԶԷԿ-ի կողմից՝ կազմելով 110 Մվառ:

Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի առավելագույն արտադրանքն արտադրող կայանների և կասկադների վերաբերյալ տեղեկությունները (Մվառ)

Աղյուսակ 3.2

N	Արտադրող կայանի/կասկադի անվանումը	Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի առավելագույն արտադրանքը
1	ՀԱԷԿ	260
2	Հրազդան 5	280
3	Հրազդան ԶԷԿ	350
4	Երևանի ԶԷԿ	110
5	Արմիատեր ՀՇԳՑ	120
6	Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա Սևան-Հրազդան կասկադ	298.1
7	Քոնյուրար Գլոբալ Հիդրոկասկադ	240
8	Ընդամենը	1658.1

Ներկայացնում ենք նաև ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի՝ 01/02/2022-01/01/2023 թթ. ռեակտիվ հզորության տարեկան կանխատեսվող հաշվեկշռի հիման վրա մեր կողմից կատարված վերլուծությունը: Վերջինիս համաձայն՝ ռեակտիվ էներգիա չի արտադրվելու «Երևան-3» ՀԷԿ-ի և «Ալավերդի» 220կՎ-ի, ինչպես նաև Արևային կայանների կողմից: Ինչ վերաբերում է նշված ժամանակահատվածում ռեակտիվ էներգիայի արտադրության ծավալներին, ապա կանխատեսվում է, որ բոլոր ԶԷԿ-երի կողմից ամենաշատը կարտադրվի 1255,7 մլն կվառ/ժ, այնուհետև ՀԱԷԿ-ի կողմից՝ 1052,2 մլն

կվառ/ժ և բոլոր ՀԷԿ-երի կողմից՝ 764,5 մլն կվառ/ժ: Ընդհանուր նախատեսվում է արտադրել 6198,8 մլն կվառ/ժ:

Էներգահամակարգում ակտիվ ծանրաբեռնվածության (հատկապես գիշերային ժամերին) նվազագույնին չմիանալու արդյունքում հաճախակի է դարձել ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի անընդհատ կրկնակի փոխհատուցումը, ինչը բարդացրել է էլեկտրական էներգիայի կորուստների աճի և էներգահամակարգում լարման կարգավորման գործընթացները: Այլ կերպ ասած՝ գիշեր-ցերեկ տարբեր սպառման ծավալների հետևանքով զգալի ավելանում են ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի վրա կատարվող ծախսերը: Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման և արտադրության վճարը որոշվում է երեք բաղադրիչներով՝

$$\Pi = \Pi 1 + \Pi 2 - \Pi 3,$$

որտեղ՝

$\Pi 1$ -ը ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման և գեներացիայի հիմնական վճարն է,

$\Pi 2$ -ը՝ ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման միջոցներով սպառողի էլեկտրական ցանցի անբավարար հագեցվածության համար հավելավճարը,

$\Pi 3$ -ը՝ հաշվարկային ժամանակահատվածում էներգամատակարարման կազմակերպության ցանցի ռեժիմների օպտիմալ օրական կարգավորման մեջ սպառողի մասնակցության դեպքում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման և գեներացման վճարի զեղչը:

Սպառված և գեներացվող ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի հիմնական վճարը որոշվում է հետևյալ բանաձևով՝

$$\Pi 1 = \{n^*\} (WQ_{\text{սպ}} + K * WQ_{\text{գեն}}) * D * T (\eta_{\text{րամ}}),$$

որտեղ՝

n -ը ռեակտիվ էներգիայի հաշվարկային հաշվառման կետերի թիվն է,

$WQ_{\text{սպ}}$ -ն՝ ռեակտիվ էներգիայի սպառումը հաշվարկային ժամանակահատվածում, հաշվառման կետում, կվառ/տարի (ռեակտիվ էներգիայի սպառման ծավալը տարվա ընթացքում),

$WQ_{\text{գեն}}$ -ն՝ էներգամատակարարման կազմակերպության ցանցում ռեակտիվ էներգիայի գեներացումը հաշվարկային ժամանակաշրջանի հաշվառման կետում, կվառ/տարի,

K -ն՝ սպառողի ցանցից ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի գեներացումից էներգահամակարգի վնասների հաշվառման նորմատիվ գործակիցը,

D -EЕPII-ն բնութագրում է հաշվարկային ռեժիմում ռեակտիվ փոխհոսքի ազդեցության բաժինը տեխնիկատնտեսական ցուցանիշների հաշվառման կետում, կՎտ/կվառ,

T -ն՝ հաշվարկային ժամանակահատվածում ձևավորված էլեկտրաէներգիայի փաստացի գնման միջին գինը (հաշվարկվում է նորմատիվ փաստաթղթերին համապատասխան), դրամ/կՎտ/ժ:

Սպառողի էլեկտրական ցանցի անբավարար հազեցվածության հավելավածարը ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման միջոցներով որոշվում է հետևյալ բանաձևով՝

$$\Pi 2 = \Pi 1 * Cբազ * (K j - 1),$$

որտեղ՝

- Π1-ը ընդհանուր հիմնական վճարն է,
- Cբազ=1,0-ը՝ սպառողի էլեկտրական ցանցերում ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման միջոցում կապիտալ ներդրումների խթանման գործակցի նորմատիվ բազային արժեքը,
- K j-ն այն գործակիցը, որն ընտրվում է սահմանված աղյուսակից՝ կախված էջ սպառողի հզորության փաստացի գործակցից, միջին հաշվարկային ժամանակահատվածում.

$$tg j = WQԸԻ / WP,$$

որտեղ՝

- WP-ն ընթացիկ ժամանակահատվածում ակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառումն է, կՎտ,
- WQԸԻ-ն՝ նույն ժամանակահատվածում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառումը, կվառ/տարի:

Այն դեպքում, երբ tg J արժեքն ավելի է, քան 2,00-ը, սպա բանաձևի հաշվարկման համար Kj-ի ընտրության համար վերցվում է հետևյալ մեծությունը՝ tgj = 2,00:

Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման և գեներացման վճարի զեղչումը (չվճարումը կամ մասնակի վճարումը) հնարավոր է տեղի ունենա հետևյալ դեպքերում՝

1. ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման միջոցներով սպառողի էլեկտրական ցանցը բավարար համալրելու դեպքում,
2. սպառվող և գեներացվող էլեկտրաէներգիայի զոնային հաշվառման առկայության դեպքում,
3. սպառողի կողմից, էներգամատակարարման կազմակերպությամբ պայմանավորված, սպառման օրական գրաֆիկի և էլեկտրաէներգիայի գեներացման և դրա օպերատիվ վերահսկողության առկայության դեպքում:

Սպառման և գեներացման գրաֆիկները, ինչպես նաև զեղչի չափերը, պայմանավորվում են պայմանագրում¹⁹:

Ակտիվ էներգիայի և ռեակտիվ էներգիայի բնույթը հասկանալը հնարավորություն է տալիս ճիշտ հաշվարկելու տարբեր կոմպենսացիոն (փոխհատուցող) սարքերի տնտեսական էֆեկտը, ինչպես նաև նվազեցնելու կորուստների ռեակտիվ բեռը: Ըստ վիճակագրության՝ այդ սարքերը թույլ են

¹⁹ Заместитель главного государственного инспектора Украины по энергетическому надзору Е. Л. Арбузов, <https://electrocontrol.com.ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/kak-nachislyayut-oplata-za-reaktivnyyu-moshhnost.html>

տալիս ֆիզիկական անձանց և տնտեսավարող սուբյեկտներին բարձրացնել արժեքը $\cos \varphi$ -ից, մասնավորապես՝ 0,6 և 0,97: Դրանով իսկ ինքնաբերաբար փոխհատուցելու սարքը կարող է պահպանել սպառողներին մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի մինչև մեկ երրորդը: Զգալի նվազեցնելով ջերմության կորուստը՝ այն մեծացնում է սարքավորումների և մեքենաների արտադրության շահագործման ժամկետը: Անշուշտ, այս ամենի արդյունքում նվազում է պատրաստի արտադրանքի վրա կատարված ծախսերի մեծությունը:

Սպառողների համար, որոնք չունեն հաշվառքի սարքեր, C_{Q_3} արժեքը սահմանվում է որպես՝

$$C_{Q_3} = d_1 T_{M_{Q_3}} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 :$$

Էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերակված են ցանցի լարման չորս մակարդակներով՝ միացված սպառողին: Ընդ որում, սահմանային tg արժեքները կազմում են համապատասխանաբար 0,5, 0,4 և 0,35 կՎ լարման 110 (154) կՎ՝ 6-35 կՎ և 0,4 կՎ լարումով ցանցերի համար, որտեղ՝

d_1 -ը՝ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի օգտագործման վճարն է՝ դրամ/կվառ ժամում,

T_{Q_3} -ը՝ տնտեսական արժեքը չգերազանցող սպառման դեպքում առավելագույն ռեակտիվ հզորության օգտագործման ժամերի տարեկան թիվը,

K_1 -ը՝ փոխհատուցման սարքերի թանկացման գործակիցը:

Ռեակտիվ էներգիայի սակագնի հաշվարկման համար կարելի է օգտագործել միջին ծախսերի ունիվերսալ մոտեցումը, մասնավորապես՝

$$R_{tariff} = (\sum_{n=1}^i R_{cost}/Q_R) + P + T,$$

որտեղ՝

R_{tariff} -ը՝ ռեակտիվ էներգիայի սակագինն է,

R_{cost} -ը՝ ռեակտիվ էներգիայի արտադրության վրա կատարված ծախսը,

Q_R -ը՝ ռեակտիվ էներգիայի արտադրության ծավալը,

i -ը՝ ռեակտիվ էներգիայի արտադրության վրա կատարված ծախսերի տեսակները,

P -ն՝ շահութաբերության նորման,

T -ն՝ հարկերը:

Այժմ անդրադառնանք Հայաստանի Հանրապետությունում ռեակտիվ էներգիային առնչվող կարգավորումներին, որոնք նախատեսվում են մի շարք իրավական ակտերով, մասնավորապես՝

I. ՀՀ Կառավարության 27.12.2007 թ. «Էլեկտրակայանների և ցանցերի շահագործման վերաբերյալ տեխնիկական կանոնակարգը հաստատելու մասին» թիվ 1605-Ն որոշման (որոշումն ուժը կկորցնի 23.04.23-ին) հավելվածով հաստատված էլեկտրակայանների և ցանցերի շահագործման վերաբերյալ տեխնիկական կանոնակարգի 734-րդ կետի համաձայն՝ «Էլեկտրակայանների և ցանցերի էլեկտրական սարքավորումների» գլխի պահանջները տա-

րածվում են 6 կՎ և բարձր լարման, 50 Հց հաճախականության կոնդենսատորային կայանքների վրա, որոնք նախատեսված են **ռեակտիվ էներգիայի** արտադրության և լարման կարգավորման համար: Կոնդենսատորային կայանքի աշխատանքի ռեժիմի ղեկավարումը պետք է լինի ավտոմատ, եթե ձեռքով ղեկավարման դեպքում հնարավոր չէ ապահովել էլեկտրաէներգիայի պահանջվող որակը: Կոնդենսատորային կայանքը (կոնդենսատորային մարտկոցը կամ դրա հատվածամասը) պետք է միանա լարումն անվանականից ցածր լինելու և անջատվի՝ անվանականի 105-ից մինչև 110% բարձրանալու դեպքում:

II. ՀՀ Կառավարության 14.01.2021 թ. «Հայաստանի Հանրապետության էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագրին (մինչև 2040 թվականը), Հայաստանի Հանրապետության էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագրի (մինչև 2040 թվականը) իրագործումն ապահովող ծրագիր-ժամանակացույցին հավանություն տալու և Հայաստանի Հանրապետության Կառավարության մի շարք որոշումներ ուժը կորցրած ճանաչելու մասին» թիվ 48-Լ որոշման 1-ին հավելվածի 6-րդ բաժնի համաձայն՝ շուկայի բարեփոխումների առաջին փուլի ընթացքում կդիտարկվեն նաև կիրառվող սակագնային քաղաքականության արդյունավետության բարձրացմանն ուղղված հարցեր, մասնավորապես՝ գիշերային և ցերեկային սակագների հետագա կիրառության նպատակահարմարությունը և դրա այլընտրանքները, **ռեակտիվ էներգիայի համար սակագների ճշգրտման նոր մեխանիզմների ներդրումը**, ամսական հաստատուն սպասարկման վճարների սահմանման անհրաժեշտությունը և այլն: Այս համատեքստում խոցելի սպառողների պաշտպանության մեխանիզմների կատարելագործումը մշտապես կմնա կառավարության ուշադրության կենտրոնում, իսկ նույն որոշման 4.3.2-րդ կետի համաձայն՝ նախատեսվում է «Էլեկտրաէներգիա սպառողների համար **ռեակտիվ էներգիայի սակագների ներդրում**» գործողության իրականացում, որի կատարման վերջնաժամկետն է 2022 թ. դեկտեմբերը:

III. Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 25.12.2019 թ. «Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոնները հաստատելու և Հայաստանի Հանրապետության հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 2017 թ. մայիսի 17-ի N 161-Ն որոշումն ուժը կորցրած ճանաչելու մասին» թիվ 522-Ն որոշման հավելվածով հաստատված Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոններով սահմանված են **ռեակտիվ էներգիային (իզոբարությանն) առնչվող մի շարք դրույթներ՝**

1. կանոնների 15-րդ գլխով նախատեսված պահանջարկ կանխատեսման շրջանակում ներկայացված են հետևյալները՝

- 1) հավելվածի 118-րդ կետի 6-րդ ենթակետի համաձայն՝ ներգրավված մասնակիցների կողմից տարեկան պահանջարկի կանխատեսումները, ի թիվս այլոց, առնվազն պետք է պարունակեն տեղեկություններ **ռեակտիվ հզորության պահանջարկի (Մվառ) մասին՝ ըստ համակարգի օպերատորի պահանջի:**
- 2) Հավելվածի 119-րդ կետի 6-րդ ենթակետի համաձայն՝ պահանջարկի կանխատեսմանը ներգրավված էլեկտրաէներգետիկական մեծածախ շուկայի (ԷՄՇ) մասնակիցների կողմից ամսական պահանջարկի կանխատեսումները, ի թիվս այլ տեղեկությունների, պետք է պարունակեն տեղեկություններ **ռեակտիվ հզորության պահանջարկի (Մվառ)՝ ըստ համակարգի օպերատորի պահանջի:**
- 3) Հավելվածի 120-րդ կետի 6-րդ ենթակետի համաձայն՝ պահանջարկի կանխատեսմանը ներգրավված ԷՄՇ-ի մասնակիցների կողմից շաբաթական պահանջարկի կանխատեսումները, ի թիվս այլ տեղեկությունների, պետք է պարունակեն տեղեկություններ **ռեակտիվ հզորության պահանջարկի (Մվառ)՝ ըստ համակարգի օպերատորի պահանջի:**
- 4) Հավելվածի 121-րդ կետի 6-րդ ենթակետի համաձայն՝ պահանջարկի կանխատեսմանը ներգրավված մասնակիցների կողմից օրական պահանջարկի կանխատեսումները, ի թիվս այլ տեղեկությունների, պետք է պարունակեն տեղեկություններ **ռեակտիվ հզորության պահանջարկի (Մվառ)՝ ըստ համակարգի օպերատորի պահանջի:**

Միաժամանակ, հավելվածի 122-րդ կետի համաձայն, հավելվածի 117-րդ կետի պահանջարկի կանխատեսումները պետք է ներկայացվեն որպես ներգրավված համապատասխան մասնակցի ընդհանուր պահանջարկ՝ հավելվածի 116-րդ կետի համաձայն, ինչպես նաև հաղորդման ցանցին միացած բոլոր կետերի **գումարային պահանջարկ:**

Մյուս կողմից, հավելվածի 135-րդ կետի համաձայն՝ հաղորդման ցանցի կորուստների հիմնական բաղադրիչներն են՝

- էլեկտրահաղորդման գծերի, ուժային տրանսֆորմատորների և ավտոտրանսֆորմատորների բեռի կորուստներ,
- տրանսֆորմատորների և ավտոտրանսֆորմատորների պարապ ընթացքի կորուստներ,
- հաղորդման գծերում լուսապսակի երևույթով պայմանավորված կորուստներ,
- ռեակտիվ փոխհատուցիչների (կոմպենսատորների) կորուստներ,
- ենթակայանների էլեկտրաէներգիայի ներքին սպառում,
- փոխհատուցիչների էլեկտրաէներգիայի սպառում,
- հաշվարկային համակարգերի կորուստներ:

Հայտնում ենք նաև, որ հավելվածի 147-րդ կետի 4-րդ ենթակետի «ա» ենթակետի համաձայն՝ համակարգի օպերատորի կողմից կատարված անվտանգության գնահատումները, ի թիվս այլոց, ներառում են համակարգի վերլուծությունները վերջնական սպառողներին էլեկտրաէներգիայի մատակարարման ապահովության վերաբերյալ, այդ թվում՝ արտադրության համապատասխանություն, որը ներառում է ակտիվ հզորության արտադրությունը, ռեակտիվ հզորության արտադրությունը/սպառումը, հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշները:

2. Կանոնների 18-րդ գլխով նախատեսված նպատակների շրջանակում ներկայացված են հետևյալները՝

- 1) հավելվածի 201-րդ կետի համաձայն՝ իրական ժամանակում կառավարումն ապահովում է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի շահագործման և վերահսկման համար անհրաժեշտ հետևյալ հիմնական ծառայությունների պատշաճ իրականացումը՝
 - ա) կարգավորում,
 - բ) էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հաշվեկշռում (ակտիվ էներգիայի և հաճախականության հսկողություն),
 - գ) ռեակտիվ էներգիայի/լարման հսկողություն,
 - դ) վթարների վերացում և գերբեռնումների կանխարգելում:

- 2) Հավելվածի 202-րդ կետի համաձայն՝ հավելվածի 201-րդ կետի երկրորդ, երրորդ և չորրորդ ենթակետերով սահմանված գործողությունները համարվում են համակարգային ծառայություններ, որոնք իրականացվում են հավելվածի 203-րդ կետով սահմանված ԷՄՇ մասնակիցների կողմից՝ համակարգի օպերատորին մատուցվող ծառայությունների շրջանակում:

3. Կանոնների 20-րդ գլխի հավելվածի 204-րդ կետի համաձայն՝ կարգավարման գործընթացի միջոցով համակարգի օպերատորը, ի թիվս այլոց, իրականացնում է **ակտիվ և ռեակտիվ հզորություններ արտադրողների հսկողության և(կամ) այլ համակարգային ծառայությունների համար կարգավարական կարգադրությունների թողարկում:**

4. Կանոնների 21-րդ գլխի հավելվածի 217-րդ կետի համաձայն՝ համակարգի օպերատորի ենթակայության ներքո գտնվող արտադրողների էլեկտրակայանների հերթափոխի պետերը պարտավոր են ճշտորեն կատարել համակարգի օպերատորի կողմից առաջադրված **ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունների բեռի գրաֆիկները:**

5. Կանոնների 22-րդ գլխով նախատեսված կարգավարական կարգադրությունների շրջանակում ներկայացված են հետևյալները՝

- 1) հավելվածի 231-րդ կետի 8-րդ ենթակետի համաձայն՝ որոշումների կայացման և կարգավարական կարգադրությունների մշակման ընթացքում համակարգի օպերատորը, ի թիվս այլոց, գնա-

հատում է հաղորդման ցանցին միացված կայանների կամ հաղորդման ցանցի ենթակայանների ձողերի լարման գրաֆիկների փոփոխման անհրաժեշտությունը՝ **ռեակտիվ հզորության պահուստն ապահովելու նպատակով:**

2) Հավելվածի 235-րդ կետի 5-րդ ենթակետի համաձայն՝ կարգավարական կարգադրությունները, ի թիվս այլ պահանջների, ներառում են **ակտիվ և (կամ) ռեակտիվ հզորության սահմանված արժեքներ:**

3) Հավելվածի 241-րդ կետի 2-րդ ենթակետի համաձայն՝ հաղորդակցության կորստի և կարգավարական կարգադրությունների հաղորդման և (կամ) ստացման անհնարինության դեպքում **արտադրող ագրեգատները պետք է հետևեն նախորդ գրաֆիկներում նշված ակտիվ ու ռեակտիվ հզորությունների և լարման արժեքներին:**

6. Կանոնների 23-րդ գլխով նախատեսված իրական ժամանակում կարգավարման շրջանակում ներկայացված են հետևյալները՝

1) հավելվածի 256-րդ կետի համաձայն՝ էլեկտրաէներգիա արտադրող ագրեգատների օպերատորները սահմանված օրական գրաֆիկով պարտավոր են ինքնուրույն վերահսկել իրենց ագրեգատների ակտիվ և **ռեակտիվ էներգիաների** արտադրանքների սահմանված քանակությունները՝ ապահովելու գործարքներով նախատեսված պարտավորությունների կատարումը:

2) Հավելվածի 261-րդ կետի 4-րդ ենթակետի համաձայն՝ համակարգի օպերատորը պետք է կատարի իր պարտականությունները և իր ավտոմատ կառավարման համակարգերից հսկիչ ազդանշաններ պարունակող կարգավարական կարգադրություններ ուղարկի, որպեսզի, ի թիվս այլոց, փոփոխի հաղորդման ցանցին միացված էլեկտրակայանների լարման/**ռեակտիվ հզորության գրաֆիկը և (կամ) կայանների հզորության գործակիցը:**

7. Կանոնների 25-րդ գլխով նախատեսված էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ռեժիմների կարգավարման շրջանակում հավելվածի 280-րդ կետի 5-րդ ենթակետի համաձայն՝ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ռեժիմների կարգավարման նպատակով համակարգի օպերատորն իրական ժամանակում կարգավորում է ստուգիչ կետերում լարման մակարդակը՝ **ռեակտիվ հզորության գոյություն ունեցող աղբյուրների օգտագործմամբ:**

8. Կանոնների 34-րդ գլխով նախատեսված ընդհանուր դրույթների շրջանակում հավելվածի 352-րդ կետի 2-րդ, 7-րդ և 8-րդ ենթակետերի համաձայն՝ էլեկտրաէներգիայի հաշվառման կազմակերպման պահանջներն են՝ էլեկտրաէներգիայի հաշվառման համալիրում ներառված հաշվիչը (հաշվիչ-

ները) պետք է ապահովի էլեկտրական էներգիայի ակտիվ և **ռեակտիվ** բաղադրիչների հաշվառումը, ակտիվ հզորության հիմնական չափման միավոր է սահմանվում կիրովատորը (կՎտ), իսկ **ռեակտիվ** հզորությանը՝ կիրովատը (կվատ), ակտիվ էներգիայի հիմնական չափման միավոր է սահմանվում կիրովատտ*ժամը (կՎտ/ժ), **իսկ ռեակտիվ էներգիայինը՝ կիրովատտ*ժամը (կվատ/ժ):** Սույն միջոցառման վերջնաժամկետ է նախատեսված 2025 թվականը:

9. Կանոնների 35-րդ գլխով նախատեսված է ԷՀԱՀ-ի ընդհանուր նկարագիրը և դրան առաջադրվող պահանջների շրջանակում ներկայացված են հետևյալները՝

- 1) հավելվածի 364-րդ կետի համաձայն՝ Հայաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի հաշվառման համար ԷՀԱՀ-ում թույլատրվում է փոփոխական հոսանքի ակտիվ և **ռեակտիվ էներգիայի** այն ստատիկ հաշվիչների կիրառումը, որոնք բավարարում են սույն գլխով սահմանված տեխնիկական պահանջները:
- 2) Հավելվածի 368-րդ կետի համաձայն՝ հավելվածի 365-րդ կետում նշված տեսակների բոլոր հաշվիչների համար, բացի նույն գլխով նախատեսված ստանդարտների պահանջներից, սահմանվում են լրացուցիչ պահանջներ՝ տրանսֆորմատորային միացման հաշվիչները, բացի նույն կետի 9-րդ ենթակետի տվյալներից, պետք է պատկերեն նաև բեռի գրաֆիկները (ակտիվ և **ռեակտիվ** հզորության կեսժամային միջինացումով)՝ առնվազն վերջին 60 օրվա համար, ինչպես նաև տրանսֆորմատորային ու ներսային հաշվիչները սույն կետի 9-րդ և 10-րդ ենթակետերի տվյալները պետք է պատկերեն ըստ ակտիվ և **ռեակտիվ հզորության հոսքերի ուղղությունների:**
- 3) Հավելվածի 370-րդ կետի համաձայն՝ հաշվառման տվյալների բազան պետք է պարունակի տեղեկություններ, գրանցումներ հաշվառման կետով անցած էլեկտրաէներգիայի ակտիվ և **ռեակտիվ բաղադրիչների ու հզորության մասին**՝ ստացված 30 րոպեանոց միջակայքում գումարային (ինտեգրալ) տվյալներից, ինչպես նաև այդ միջակայքում հզորության գործակցի արժեքի մասին:

Վերոնշյալ իրավական կարգավորումներից գառ, առաջարկում ենք «ռեակտիվ էներգիա» եզրույթը սահմանել նաև «էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքում և դրանից բխող մյուս նորմատիվային ակտերում:

Սյուս կողմից, անհրաժեշտ է հաշվի առնել այն, որ, «Գազպրոմ Արմենիա» ՓԲԸ-ի գրության համաձայն, «Հայաստանի Հանրապետության Կառավարության և Ռուսաստանի Դաշնության Կառավարության միջև «Հայ-Ռուսգազարդ» ՓԲԸ-ի բաժնետոմսերի առքուվաճառքի և հետագա գործունեության պայմանների մասին» 2013 թ. դեկտեմբերի 2-ի համաձայնագրում

փոփոխություններ կատարելու մասին արձանագրության նախագծի հոդված 2-ի «գ» ենթակետով, «Հրազդան-5» կայանի համար 2022 թ. փետրվարի 1-ից մինչև 2032 թ. հուլիսի 31-ն ընկած ժամանակահատվածում նախատեսվում է էլեկտրաէներգիայի (հզորության) համար երկդրույք սակագնի սահմանում:

Բացի դրանից, միևնույն ենթակետի դրույթներում սահմանված են նաև «Գազպրոմ Արմենիա» ՓԲԸ-ին յուրաքանչյուր տարի տրամադրվող հզորության համար վճարի (դրույքաչափի) ֆիքսված բաղադրիչը վերանայելու բացառիկ դեպքերը:

Հաշվի առնելով, որ ռեակտիվ էներգիայի սակագների ներդրման գործընթացը նախատեսում է ևս մեկ դրույքի (ըստ էության եռադրույք սակագնի) սահմանում, և դրա արդյունքում նախատեսված սակագնի ծախսային հոդվածների տարանջատումը չի վերաբերում վերոգրյալ ֆիքսված բաղադրիչը վերանայելու բացառիկ դեպքերին, «Հրազդան-5» կայանի ներգրավումը նշված գործընթացում, ընկերության կարծիքով, կարող է հակասել վերը նշված համաձայնագրի դրույթներին:

Միևնույն ժամանակ, «Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատոր» ՓԲԸ-ի կողմից ներկայացված 01/02/2022-31/02/2023 թթ. սակագնային տարվա համար առաջադրված ռեակտիվ հզորությունների և էլեկտրական էներգիայի արտադրության հաշվեկշիռների վերլուծությունը թույլ է տալիս եզրակացնել, որ «Հրազդան-5» կայանի գներատորների հզորության գործակիցը կկազմի 0,95, ինչը գերազանցում է դրա անվանական արժեքը ($\cos\varphi=0.85$) և, հետևաբար, լրացուցիչ ռեակտիվ էներգիա արտադրելու և դրա արդյունքում լրացուցիչ ծախսեր կատարելու անհրաժեշտություն չի առաջանում:

Ինչ վերաբերում է ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի ծախսերի հաշվարկին, ապա հայտնում ենք, որ, «Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի գրության համաձայն, ընկերությունը ծախսերի առանձնացված հաշվառում ըստ արտադրվող ակտիվ և ռեակտիվ էներգիաների չի իրականացնում, հետևաբար, ընկերությունը 2022-2023 թթ. համար հաստատված սակագնում ներառված ծախսերը և անհրաժեշտ հասույթի այլ հոդվածներ որոշակի համամասնությամբ բաշխել է ակտիվ և ռեակտիվ էներգիաների բաղադրիչների վրա, որոնց արդյունքները ներկայացվում են աղյուսակ 3.3-ում:

Եթե հիմք ընդունենք «Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի ծախսերի որոշակի համամասնությունը, ապա կարող ենք հաշվարկել, որ ընկերության 2022-2023 թթ. համար հաստատված սակագնի մեջ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրությանը բաժին ընկնող հասույթը կազմում է 19% ($((1421,4/7480,9)*100)$): Մասնավորապես, 2022 թ. դեկտեմբերի 29-ի ՀՀ ՀԾԿԸ-ի N476-Ա որոշման համաձայն՝ «Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի կողմից առաքվող էլեկտրաէներ-

գլխայի սակագինը հաստատվել է 19,686 դրամ/կՎտ/ժ (առանց ԱԱՀ-ի)²⁰, հետևաբար, այլ հավասար պայմաններում, եթե առաքվող էլեկտրաէներգիան բաժանվեր ակտիվ և ռեակտիվ մասերի, ապա ակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագինը կկազմեր 15,946 դրամ/կՎտ/ժ (առանց ԱԱՀ-ի), իսկ ռեակտիվինը՝ 3,74 դրամ/կՎտ/ժ (առանց ԱԱՀ-ի):

Աղյուսակ 3.3

«Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի ծախսերի կազմն ու կառուցվածքը

	Ակտիվ էներգիայի բաղադրիչ (մլն դրամ)	Ռեակտիվ էներգիայի բաղադրիչ (մլն դրամ)	Ընդամենը (մլն դրամ)
Նյութական ծախսեր	129,7	30,4	160,1
Մաշվածություն	1097,5	257,4	1354,9
Նորոգման ծախսեր	379,8	89,1	468,9
Հաշվարկներ աշխատակազմի հետ (աշխատավարձ)	938,8	220,2	1159,0
Այլ ծախսեր	253,0	59,3	312,3
Լիցենզիոն տարեկան տուրք	12,2	2,9	15,0
Զփոխհատուցվող հարկեր	3,2	0,8	4,0
Կարգավորման պարտադիր վճարներ	5,7	1,3	7,0
Գնովի էլեկտրաէներգիա	122,6	28,8	151,4
Քանաքեռ ՀԷԿ-ի վերականգնման համար ներգրավված վարկային միջոցների վերադարձ	330,5	77,5	408,0
Վարկի ներգրավման հետ կապված ծախսեր	48,4	11,4	59,8
Շահույթ	2738,2	642,3	3380,5
Ընդամենը	6059,6	1421,4	7480,9

«Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի տվյալների հիման վրա կարող ենք դիտարկել ակտիվ (490 կՎտ/ժ) և ռեակտիվ (240կաո) էլեկտրաէներգիա օգտագործող սառնարանի վերը նշված դեպքի հետևյալ 3 իրավիճակները:

Առաջին իրավիճակ. Երբ սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, ընդհանուր գումարը կստացվի 9744,6 դրամ (495*19,686 դր.) (առանց ԱԱՀ-ի):

Երկրորդ իրավիճակ. Երբ սպառողը վճարում է ակտիվ և ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար վճարվելիք գումարը կկազմի 7893,3 դրամ (495*15.946դր), ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար՝ 897,6 դրամ (240*3,74), ընդամենը՝ 8790,9 դրամ:

Երրորդ իրավիճակ. Երբ սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, իսկ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի օգտագործումն ապա-

²⁰ <https://psrc.am/contents/document/8913>

հովում է իր կողմից տեղադրված փոխհատուցիչ սարքի (սարքերի) միջոցով: Այս դեպքում ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար վճարվելիք գումարը կկազմի 7893,3 դրամ (495*15.946 դր), ինչպես նաև փոխհատուցիչ սարքի ձեռքբերման համար կատարված ծախսը, որի արժեքը կախված է սարքի հզորությունից:

Այսպիսով, վերը նշված իրավիճակներից լավագույնը երկրորդն է, երբ ընդհանուր առմամբ ակտիվ և ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար սպառողը վճարում է 8790,9 դրամ, քանի որ սպառողն առաջին իրավիճակի համեմատ խնայում է 1851,3 դրամ: Անշուշտ, մեծ քանակությամբ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման դեպքում առավել նպատակահարմար է տեղադրել փոխհատուցիչ սարք, քանի որ այդ իրավիճակում սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար:

Ծախսերի և անհրաժեշտ հասույթի այլ հոդվածների բաշխումը, ըստ ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի բաղադրիչների, իրականացվել է՝ հիմք ընդունելով ընկերության Սևան-Հրազդան կասկադի ՀԷԿ-երի հիդրոագրեգատների միջին կշռված հզորության գործակիցը ($\cos\varphi$), որը ցույց է տալիս, թե հիդրոագրեգատի աշխատանքի արդյունքում արտադրված լրիվ էներգիայի որ մասն է կազմում ակտիվ էներգիան: Ըստ ընկերության հիդրոագրեգատների տեխնիկական բնութագրերի՝ դրանց միջին կշռված հզորության գործակիցը կազմում է 0,81: Հիմք ընդունելով այս գործակիցը՝ ծախսերի և անհրաժեշտ հասույթի այլ հոդվածների բաշխումը, ըստ ակտիվ և ռեակտիվ էներգիայի բաղադրիչների, իրականացվել է հետևյալ համամասնությամբ՝ 81%-ը բաժին է ընկել ակտիվ էներգիային, իսկ մնացած 19%-ը՝ ռեակտիվ էներգիային:

Ռեակտիվ էներգիայի արտադրության համար անհրաժեշտ լրացուցիչ ծախսերի մասով պետք է նշենք, որ լրացուցիչ ծախսերի խնդիրն առաջանում է այն դեպքում, երբ «Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատոր» ՓԲԸ-ի կողմից պահանջվող ռեակտիվ էներգիայի մատակարարման համար ընկերության հիդրոագրեգատները պետք է աշխատեն ավելի ցածր հզորության գործակցով, քան նախատեսված է դրանց տեխնիկական բնութագրերով: Օրինակ, «Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատոր» ՓԲԸ-ի կողմից ներկայացված 2022-2023 թթ. սակագնային տարվա համար ռեակտիվ հզորության տարեկան կանխատեսվող հաշվեկշռով, ընկերության պահանջվող ռեակտիվ էներգիայի մատակարարման համար, 2022 թ. ապրիլ, հուլիս, սեպտեմբեր և հոկտեմբեր ամիսներին ընկերության հիդրոագրեգատները պետք է գործենի համապատասխանաբար 0,69, 0,75, 0,63 և 0,44 հզորության գործակիցներով:

Ընկերության հիդրոագրեգատներն իրենց տեխնիկական բնութագրերով նախատեսված հզորության գործակցից ավելի ցածր գործակցով շահագործելու դեպքում, մի կողմից, ավելանում է շահագործվող հիդրոագրեգատ-

ների թվաքանակը, ինչը հանգեցնում է դրանց շահագործման ծախսերի ավելացմանը, իսկ մյուս կողմից՝ ավելանում է ջրի տեսակարար ծախսը, ինչի հետևանքով ավելի քիչ ակտիվ էներգիա է արտադրվում: Ռեակտիվ էներգիայի արտադրության մասով ծախսերի հաշվարկն ամբողջական չէ և լրացուցիչ ուսումնասիրության կարիք ունի:

Մյուս կողմից, հայտնում ենք, որ «**ՔոնթուրԳլոբալ հիդրո կասկադ» ՓԲԸ-ի** գրության համաձայն՝ վերջին 7 տարիների ընթացքում ընկերությունն արտադրել է հետևյալ քանակի ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա և մինչև 2022 թ. վերջ կանխատեսվում է արտադրել 197,4 մլն կվառ/ժ:

Աղյուսակ 3.4

2016-2022 թթ. «ՔոնթուրԳլոբալ հիդրո կասկադ» ՓԲԸ-ի կողմից արտադրված ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի ծավալը

Տարեթիվ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Մլն կվառ/ժ	505,7	577,9	457,8	364,1	240,1	422,9	175,4

Ընկերությունը շահագործում է Որոտանի ՀԷԿ-ը, որի ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը հիմնականում զուգակցվում է ակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրության հետ՝ բացառությամբ այն դեպքերի, երբ, համակարգի կարիքներից ելնելով, օպերատորի պահանջով, արտադրվում է միայն ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա (հիմնականում՝ գիշերային ժամերին), որի դեպքում առաջանում են լրացուցիչ ծախսեր և կորուստներ:

Առանձին ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, որը չի զուգակցվում ակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրությանը, կազմում է ընդհանուր ռեակտիվ էներգիայի արտադրության **մոտ 20-30%-ը**: Այս դեպքում սարքավորումները ենթարկվում են մաշվածության այնպես, ինչպես ակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրության դեպքում, որի դիմաց, սակայն, ընկերությունը չի վճարվում: Մասնավորապես, երբ հիդրոգեներատորը արտադրում է հիմնականում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիա՝ առանց ակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրության զուգակցման, ամեն շահագործվող հիդրոգեներատոր կորցնում է մոտավոր 1մՎտ ակտիվ էներգիային համարժեք ջուր (պարապ ընթացքի կորուստ), նաև օգտագործվում է սեփական կարիքների համար ծախսվող էլեկտրաէներգիա (հովացման համակարգ, յուղաճնշման համակարգ, սեղմված օդի համակարգ և այն): Ի գիտություն հայտնել են, որ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրության առանձին հաշվարկ չի կատարվել:

Ռեակտիվ էներգիայի արտադրության համար ընկերությունը Որոտան կասկադի վերագինման ծրագրի շրջանակներում KFW բանկի ֆինանսավորմամբ արդեն իսկ իրականացրել է Տաթև և Շամբ հիդրոէլեկտրակայանների գրգռման համակարգի փոխարինում: Ներկայումս ընկերությունն իրականացնում է Սպանդարյան հիդրոէլեկտրակայանի գրգռման համակարգի փոխարինման բաց մրցույթ, որի արդյունքների մասին, հայտնի լինելուն պես,

կտեղեկացվեն Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովին: Այդ ներդրումն ընդգրկված է ընկերության 2022-2024 թթ. ՀԿԾՀ հաստատված ներդրումային ծրագրում՝ 410 մլն ՀՀ դրամ արժեքով:

Հարկ է նշել նաև, որ 2022 թ. փետրվար 1-ին ուժի մեջ մտած էներգետիկ շուկայի ազատականցման մոդելի պայմաններում, Երևան ԶԷԿ-ի վրա է դրված շուկայի հավասարակշռման գործառույթը, այսինքն՝ այս պետական ձեռնարկությունը պարտադրված է արտադրել անհրաժեշտ քանակությամբ ակտիվ և ռեակտիվ էներգիա՝ գրոյացնելով փաստացի շեղումները:

Ցավոք, ներկայումս ռեակտիվ էներգիա արտադրող և մատակարարող էլեկտրակայաններից շատերը չեն վարում ծախսերի առանձնացված հաշվառում, որ թույլ կտար հստակ հաշվարկել ռեակտիվ էներգիայի սպառման վճարի կամ սակագնի մեծությունները: Հետևաբար, անհրաժեշտ է էներգետիկ ոլորտը կարգավորող օրենսդրական դաշտում իրականացնել համապատասխան փոփոխություն, որը կկարգավորի ռեակտիվ էներգիայի արտադրության վրա կատարված ծախսերի դասակարգման, նորմավորման, հաշվառման և հաշվետվությունների ներկայացման հարցերը: Միաժամանակ, նկատի ունենալով միջազգային փորձը, առավել արդյունավետ կլինի տարբերակված սակագներ կիրառել նաև ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման դեպքում՝ ըստ խմբերի, սպառման ծավալների, հզորության, սեզոնայնության և այլ բնութագրիչների:

Այսպիսով, էներգախնայողության, բիզնեսի և սոցիալական արդարության տեսանկյունից հիմնավորված կլինի, որ բաժանորդը կա՛մ վճարի իր կողմից փաստացի սպառված ռեակտիվ էներգիայի համար, կա՛մ իր միջոցներով տեղադրի փոխհատուցիչ սարքեր, որոնք բավականին թանկ են: Հակառակ դեպքում, ժամանակակից և հզոր սարքավորումներ օգտագործողների ծախսային բեռը՝ կորստի տեսքով, դրվում է բոլոր բաժանորդների վրա:

ԳԼՈՒԽ 4

ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՏԱՐԲԵՐԱԿՎԱԾ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ԿԻՐԱՌՄԱՆ ՄԻՋԱԶԳՎԱՅԻՆ ՓՈՐՁԸ ԵՎ ԴՐԱ ՆԵՐԴՐՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ ՀՀ-ՈՒՄ

Հայաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագների արդյունավետ համակարգի մշակման և ներդրման տեսանկյունից կարևոր ենք համարում տարբերակված սակագների կիրառման միջազգային փորձի ուսումնասիրությունը: Հարկ է նշել, որ, բացի սոցիալական բաղադրիչից, էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագների կիրառումը կարող է նպաստել Հայաստանի արտաքին առևտրաշրջանառության աճին: Ուսումնասիրության շրջանակներում դիտարկվել է ինչպես ԵԱՏՄ անդամ, այնպես էլ երրորդ, այդ թվում՝ ՀՀ հարևան երկրների փորձը: Մասնավորապես, ուսումնասիրվել է Ռուսաստանի Դաշնության, Բելառուսի Հանրապետության, Գրդգստանի Հանրապետության, Լեհաստանի Հանրապետության, Վրաստանի Հանրապետության, Թուրքիայի Հանրապետության և Ադրբեջանի Հանրապետության փորձը:

Ռուսաստանի Դաշնությունում էլեկտրաէներգիայի սակագները տատանվում են բավականին լայն միջակայքում՝ կախված սպառողների խմբից (քաղաքային բնակչություն, գյուղական բնակչություն, կոմերցիոն սպառողներ և այլն), կոնկրետ տարածքից և ժամային գոտուց: Քաղաքային բնակչության համար սակագնի տարանջատումը կախված է նաև ջեռուցման եղանակից (գազի վառարան, էլեկտրական ջեռուցման սարքեր):

ՌԴ-ում էլեկտրաէներգիայի սակագնի տարբերակման համար, կախված օրվա ժամերից, տարանջատված են երկու և երեք ժամային գոտիներ (աղյուսակ 4.1).

ՌԴ-ում էլեկտրաէներգիայի սակագների ժամային գոտիների տարբերակումը՝ ըստ օրվա ժամերի

Աղյուսակ 4.1

	Երկու ժամային գոտի	Երեք ժամային գոտի
Ցերեկային (պիկ) գոտի	ժ. 07:00-23:00	ժ. 08:00-11:00 ժ. 20:00-22:00
Կիսաձանրաբեռնված (կիսապիկ) գոտի	-	ժ. 07:00-08:00 ժ. 11:00-20:00 ժ. 22:00-23:00
Գիշերային գոտի	ժ. 23:00-07:00	ժ. 23:00-07:00

Օրինակ, ք. Մոսկվայում 2021 թ. հուլիսի 1-ից, ըստ երկու ժամային գոտիների, սակագնի կիրառման դեպքում քաղաքային բնակչության համար գիշերային սակագինը գրեթե 64%-ով է ժամ է ցերեկայինից, իսկ, ըստ երեք ժա-

մային գոտիների, սակագնի կիրառման դեպքում, կիսածանրաբեռնված (կիսապիկ) գոտու սակագինը շուրջ 17%-ով էժան է ծանրաբեռնված (պիկ) գոտու և գրեթե 60%-ով թանկ՝ գիշերային գոտու սակագնից:

Ինչ վերաբերում է ՌԴ-ում իրավաբանական անձանց մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի գներին, ապա նշենք՝ ՌԴ-ում գործում են 130-ից ավելի երաշխավորված մատակարարներ, որոնց կողմից առաջարկվող էլեկտրաէներգիայի գինը չի կարգավորվում: Այն ձևավորվում է էլեկտրաէներգիայի մեծածախ շուկայում իրականացվող սակարկությունների արդյունքում ստացված գնի, էլեկտրական ցանցերի միջոցով էլեկտրաէներգիայի փոխանցման վճարի, էլեկտրաէներգիա մատակարարող ծառայությունների արժեքի և այլ հավելավճարների հանրագումարի միջոցով: Հատկանշական է, որ իրավաբանական անձանց դեպքում էլեկտրաէներգիայի գինը կախված է դրա սպառման ծավալից, էլեկտրաէներգիայի հաշվառման մեթոդից (միասնական, գիշերային/ցերեկային, ցերեկային, պիկ/ցերեկային, կիսապիկ/գիշերային), սպառողի՝ էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալը կանխատեսելու ունակությունից և այլ գործոններից:

Բացի մատակարարի ընտրությունից, սակագնի ձևավորման հիմքում հետևյալ գործոններն են.

- էլեկտրաէներգիայի հզորությունը,
- գնային կատեգորիան,
- էլեկտրաէներգիայի լարման մակարդակը:

Այսպես, առաջին գործոնով պայմանավորված, էլեկտրաէներգիայի գինը տարբերակվում է ըստ հզորության հետևյալ միջակայքերի.

- մինչև 150կՎտ,
- 150կՎտ-670կՎտ,
- 670կՎտ-10մՎտ,
- 10մՎտ և ավելի:

Երկրորդ գործոնի առնչությամբ նշենք, որ էլեկտրաէներգիայի գինը տարբերակվում է ըստ 6 գնային կատեգորիաների՝ կախված հաշվարկման ձևից (ընդհանուր ժամանակահատվածի համար, ըստ ժամային գոտիների), ժամային պլանավորման հանգամանքից, էլեկտրաէներգիայի փոխանցման ծառայությունների արժեքի որոշման մեթոդից:

Էլեկտրաէներգիայի լարման մակարդակից կախված՝ գները տարբերակվում են ըստ լարման հետևյալ մակարդակների.

1. բարձր լարման մակարդակ,
2. միջին առաջին լարման մակարդակ,
3. միջին երկրորդ լարման մակարդակ,
4. ցածր լարման մակարդակ:

2022 թ. մարտի դրությամբ Մոսկվայում «Մոսէներգոսբիտ» հանրային բաժնետիրական ընկերության կողմից իրավաբանական անձանց առա-

ջարկված գները, տարբերակված ըստ վերը նշված գործոնների, ներկայացնենք աղյուսակ 4.2-ի միջոցով:

Աղյուսակ 4.2

2022 թ. մարտի դրությամբ Մոսկվայում «Մոսէներգոսբիտ» հանրային բաժնետիրական ընկերության կողմից երկրորդ գնային կատեգորիայի համար առաջարկվող էլեկտրաէներգիայի չկարգավորվող գների սահմանային մակարդակները (առանց ԱԱՀ-ի)²¹ տարբերակված ըստ հզորության և լարման մակարդակի, ռուբլի/մգ/ժ²¹

Մինչև 150 կՎտ հզորության դասերում	Լարման մակարդակ			
	Բարձր լարում	Միջին առաջին լարում	Միջին երկրորդ լարում	Ցածր լարում
Գիշերային գոտի	2,469 (0.041 ԱՄՆ դոլար ²²)	2,867 (0.048 ԱՄՆ դոլար)	3,388 (0.057 ԱՄՆ դոլար)	4,548 (0.077 ԱՄՆ դոլար)
Ցերեկային կիսապիկ գոտի	4,148 (0.070 ԱՄՆ դոլար)	4,546 (0.077 ԱՄՆ դոլար)	5,067 (0.086 ԱՄՆ դոլար)	6,227 (0.105 ԱՄՆ դոլար)
Ցերեկային պիկ գոտի	9,578 (0.162 ԱՄՆ դոլար)	9,977 (0.1696 ԱՄՆ դոլար)	10,498 (0.178 ԱՄՆ դոլար)	11,657 (0.198ԱՄՆ դոլար)

Բեռառուսի Հանրապետությունում ինչպես բնակչության, այնպես էլ իրավաբանական անձանց և անհատ ձեռնարկատերերի համար գործում է էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագին՝ ըստ մի շարք գործոնների:

Բեռառուսի Հանրապետության էներգետիկայի նախարարության պաշտոնական կայքի տվյալների համաձայն՝ իրավաբանական անձանց և անհատ ձեռնարկատերերի համար էլեկտրաէներգիայի՝ 2022 թ. հունվարի 1-ից գործող սակագները տարբերակված են ըստ հետևյալ գործոնների.

- սպառողների խմբի,
- էլեկտրաէներգիայի հզորության,
- օրվա ժամերի:

Էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերակված են ըստ սպառողների 14 խմբի, այդ թվում՝ արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողներ՝ 750 կՎտ և ավելի միացված հզորությամբ, արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողներ՝ մինչև 750 կՎտ միացված հզորությամբ, էլեկտրաէներգիա, որը ծախսվում է էլեկտրաֆիկացված երթուղային տրանսպորտի համար, քաղաքային տրանսպորտի համար, գյուղացիական տնտեսությունների արտադրական կարիքների համար ծախսվող էլեկտրաէներգիա, ոչ արդյունաբերական սպառողների կողմից ծախսվող էլեկտրաէներգիա, օրինակ՝ փողոցային լուսավորություն և այլն:

²¹ <https://time2save.ru/baza-tarifov-na-elektroenergiyu>

²² Գներն ԱՄՆ դոլարով հաշվարկված են 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 RUB-0.017 USD փոխարժեքով:

Ըստ էլեկտրաէներգիայի հզորության՝ տարանջատումը սահմանված է բացառապես արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողների համար (մինչև 750 կՎտ հզորությամբ և դրանից ավելի):

Ըստ օրվա ժամերի՝ առանձնացված են երկու և երեք ժամային գոտիներ: Երկու ժամային գոտիների դեպքում տարանջատումը կատարված է հետևյալ կերպ. ժ. 23:00-6:00 և օրվա մնացած ժամեր, իսկ երեք ժամային գոտիների դեպքում՝ ժ. 6:00-15:00, ժ. 15:00-23:00 և ժ. 23:00-6:00:

Հատկանշական է, որ սակագնի՝ ըստ ժամային գոտիների տարանջատումը սպառողների ոչ բոլոր խմբերի համար է սահմանված: Այսպես, եթե մինչև 750 կՎտ միացված հզորությամբ արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողների համար սահմանված է ինչպես միադրույք, այնպես էլ ըստ երեք ժամային գոտիների տարբերակված սակագին, ապա 750 կՎտ և ավելի միացված հզորությամբ արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողների համար, ըստ ժամային գոտիների, տարբերակում նախատեսված չէ. ամսական կտրվածքով սահմանված է հզորության համար հիմնական վճար և լրացուցիչ վճար՝ էլեկտրաէներգիայի համար (աղյուսակ 4.3):

2022 թ. հունվարի 1-ի դրությամբ Բելառուսի Հանրապետությունում սպառողական խմբերի համար սահմանված էլեկտրաէներգիայի սակագները (առանց ԱԱՀ-ի)²³

Աղյուսակ 4.3

<i>Արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողներ՝ մինչև 750 կՎտ միացված հզորությամբ, բնյ. ուրբ/կՎտ/ժ²⁴</i>	
Միադրույք սակագին	0,29567 (0.115 ԱՄՆ դոլար)
Սակագին՝ ժ.6:00-15:00	0,34002 (0.132 ԱՄՆ դոլար)
Սակագին՝ ժ.15:00-23:00	0,31045 (0.121 ԱՄՆ դոլար)
Սակագին՝ ժ.23:00-6:00	0,17740 (0.069 ԱՄՆ դոլար)
<i>Արդյունաբերական և դրան հավասարեցված սպառողներ 750 կՎտ և ավելի միացված հզորությամբ, ուրբ/կՎտ/ժ</i>	
Հզորության հիմնական վճար (1 ամսվա համար), ուրբ/կՎտ	27,55299 (10.745 ԱՄՆ դոլար)
Էլեկտրաէներգիայի համար լրացուցիչ վճար	0,23301 (0.090 ԱՄՆ դոլար)

Ինչպես տեսնում ենք, ըստ ժամային գոտիների տարբերակված սակագնի դեպքում ամենաթանկը 06:00-15:00-ն ընկած ժամանակահատվածի սակագինն է, իսկ ամենաէժեքնը՝ 23:00-06:00-ն ընկած ժամանակահատվածինը,

²³ <https://minenergo.gov.by/upload/activities/tseny-tarify-na-energoresursy/%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%202022.pdf>

²⁴ Սակագները բելառուսական ուրբի-ԱՄՆ դոլար փոխարժեքի հետևյալ հարաբերակցությամբ են՝ 2,5481:1, փակագծերում նշված են ԱՄՆ դոլարով:

ընդ որում՝ նշված ժամանակահատվածներում գործող սակագների տարբերությունը կարող է հասնել շուրջ 48%-ի:

Ինչ վերաբերում է բնակչության համար սահմանված սակագներին, ապա այս դեպքում ևս նախատեսված է սակագնի տարբերակում ինչպես ըստ երկու, այնպես էլ ըստ երեք ժամային գոտիների:

Ղրղզստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերակված է ըստ սպառման ծավալի, սպառողների խմբի, այդ թվում՝ արդյունաբերության որոշ ճյուղերի, ըստ որի՝ առանձնացված է սպառողների 12 խումբ՝ բնակչություն, պոմպակայաններ, էլեկտրական տրանսպորտ, մանկատներ, ծերանոցներ և այլ սոցիալական հաստատություններ, բյուջետային սպառողներ, գյուղատնտեսություն, արդյունաբերություն և այլն: Բնակչության խումբն իր հերթին բաժանված է 5 ենթախմբի, ըստ որի առանձնացված են մինչև 700 կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա սպառող, 700 կՎտ/ժ-ից ավելի էլեկտրաէներգիա սպառող, բարձր լեռնային և դժվար հասանելի վայրերում բնակվող, մինչև 700 կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա սպառող և 700 կՎտ/ժ-ից ավելի էլեկտրաէներգիա սպառող անսպահով բնակչության խմբերը, որոնց համար էլեկտրաէներգիայի սակագինը սահմանված է համապատասխանաբար 77 տիյին/կՎտ/ժ (0.009 ԱՄՆ դոլար), 216 տիյին/կՎտ/ժ (0.026 ԱՄՆ դոլար), 77 տիյին/կՎտ/ժ (0.009 ԱՄՆ դոլար), 50 տիյին/կՎտ/ժ (0.006 ԱՄՆ դոլար) և 216 տիյին/կՎտ/ժ (0.026 ԱՄՆ դոլար)²⁵:

Ղրղզստանի Հանրապետությունում արդյունաբերական որոշ ձեռնարկությունների համար էլեկտրաէներգիայի սակագինը ձևավորվում է՝ բազային սակագնին ավելացնելով որոշակի գործակից (աղյուսակ 4.4):

Ղրղզստանի Հանրապետությունում սպառողների որոշ խմբերի համար էլեկտրաէներգիայի գործող սակագները (առանց հարկերի), տիյին/կՎտ/ժ²⁶

Աղյուսակ 4.4

Սպառողների խումբ	Սակագին	Բարձրացնող գործակից
Արդյունաբերություն	252 (0.031 ԱՄՆ դոլար)	
Մայինգի (կրիպտոարժույթ) սուբյեկտներ		2
Ոսկու կորգման ձեռնարկություններ		2
Ալկոհոլային արտադրանքի արտադրություն իրականացնող ձեռնարկություններ		2
Ցեմենտի արտադրություն իրականացնող ձեռնարկություններ		1.3

Ինչ վերաբերում է էլեկտրաէներգիայի սակագնի տարբերակմանն ըստ օրվա ժամերի, ապա այն էլեկտրաէներգիայի մատակարարում իրականաց-

²⁵ ԱՄՆ դոլարով սակագները նշված են 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 դոլար-80.9 դրղզական սոմ փոխարժեքի դեպքում, իսկ 1 սոմ=100 տիյինի:

²⁶ <https://regultek.gov.kg/ru/main>

նող կազմակերպությունների կողմից կիրառվում է էլեկտրաէներգիայի առևտրային հաշվառման տեղեկատվական չափիչ համակարգերի ավտոմատացված սարքեր և գրանցված համակարգեր ունեցող «քնակչություն» խմբի համար: Ըստ օրվա ժամերի՝ առանձնացված են հետևյալ երկու գոտիները՝ համապատասխան գործակիցներով.

1. գիշերային գոտի (23:00-07:00), գործակիցը՝ 0.5,
2. ցերեկային գոտի (07:00-23:00), գործակիցը՝ 1²⁷:

Լեհաստանի Հանրապետությունում գործում են էլեկտրաէներգիայի մատակարարում իրականացնող 10-ից ավելի խոշոր ընկերություններ, որոնց կողմից առաջարկվող էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերվում են՝ կախված կոնկրետ տարածքից, և սակագինն առաջին հերթին կախված է հենց մատակարարող ընկերությունից: Վերջիններիս կողմից առաջարկվում են էլեկտրաէներգիայի մի քանի սակագներ.

1. G-11 սակագին կամ ունիվերսալ/մեկ գոտու սակագին՝ էլեկտրաէներգիայի սակագինը մշտապես նույնն է՝ միջինում 0.66 զլոտի/կՎտ/ժ (0.138 ԱՄՆ դոլար²⁸),
2. G-12 սակագին, որը գործում է երկու գոտիների համար. ավելի ցածր գնով (միջինում 0.38 զլոտի/կՎտ/ժ, 0.079 ԱՄՆ դոլար) գոտին գործում է օրական 10 ժամ՝ հետևյալ ժամերին. 22:00-6:00 և 13:00-15:00, ավելի բարձր գնով (միջինում 0.76 զլոտի/կՎտ/ժ, 0.159 ԱՄՆ դոլար)՝ օրական 14 ժամ՝ հետևյալ ժամերին. 6:00-13:00 և 15:00-22:00:
3. G-12w սակագին, որը G-12 սակագնի ենթատեսակն է, որը, բացի 22:00-6:00 և 13:00-15:00-ն ընկած ժամանակահատվածից, ավելի ցածր գին առաջարկում է հանգստյան օրերին (ուրբաթ ժամը 22.00-ից մինչև երկուշաբթի առավոտյան ժամը 7.00-ն) և արձակուրդներին (միջինում 0.36 զլոտի/կՎտ/ժ, 0.075 ԱՄՆ դոլար, իսկ ավելի բարձր գնով գոտում՝ միջինում 0.81 զլոտի/կՎտ/ժ, 0.170 ԱՄՆ դոլար):

Իրավաբանական անձանց մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի գինը տարանջատված է ըստ հետևյալ խմբերի.

1. C խումբ՝ փոքր և միջին բիզնես,
2. B խումբ՝ խոշոր ձեռնարկություններ,
3. A խումբ՝ գերխոշոր ձեռնարկություններ:

Նշված բոլոր խմբերն իրենց հերթին տարանջատված են ենթախմբերի՝ կախված հզորությունից և օրվա ժամից:

Գները սովորաբար հաստատվում են անհատապես՝ հաշվի առնելով

²⁷ St'u Приложение к приказу Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики от 21 июля 2020 г. № 2:

²⁸ ԱՄՆ դոլարով սակագինը նշված է 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 զլոտի-0.21 դոլար փոխարժեքի դեպքում:

ստացողի պրոֆիլը և բնութագրերը²⁹:

Վրաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի մանրածախ շուկան բարձր կենտրոնացվածություն ունեցող շուկա է (Հերֆինդալ-Հիրշմանի համաթիվը (HHI) 5334 է, որտեղ, 2020 թ. տվյալներով, շուկայի առաջատարը «Էներգո Պրո Ջորջիա» ընկերությունն է, իսկ հաջորդը՝ «Թելասի» ընկերությունը: Վրաստանի Հանրապետությունում ոլորտի ընկերությունների սակագները հաշվարկվում են «Էներգետիկայի և ջրամատակարարման մասին» օրենքի և Վրաստանի էներգետիկայի և ջրամատակարարման ազգային կարգավորող հանձնաժողովի (GENEC-Georgian National Energy And Water Supply Regulatory Commission) կողմից հաստատված սակագների սահմանման մեթոդաբանության հիման վրա: Էլեկտրաէներգիայի մատակարարումը գրեթե բոլոր վերջնական սպառողներին իրականացվում է ձևավորված շուկայական գնով: Բացառություն են կազմում «բնակչություն» և «փոքր ձեռնարկություններ» սպառողների խմբերը, որոնց մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի սակագինը սահմանվում է Վրաստանի էներգետիկայի և ջրամատակարարման ազգային կարգավորող հանձնաժողովի կողմից:

Վրաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերակված են ըստ սպառման ծավալի և լարման (աղյուսակ 4.5 և 4.6):

Աղյուսակ 4.5

Բնակչության համար էլեկտրաէներգիայի վերջնական սպառման սակագները 2021 թ. հունվար-հունիս ժամանակահատվածում՝ տարբերակված ըստ սպառման ծավալի, առանց ԱԱՀ-ի, թեթրի/կՎտ/ժ³⁰

	Բնակչություն		
	0-101 կՎտ/ժ/ամս.	101-301 կՎտ/ժ/ամս.	> 301 կՎտ/ժ/ամս.
«Թելասի» ԲԲԸ	15.2 (0.053 ԱՄՆ դոլար)	18.6 (0.065 ԱՄՆ դոլար)	22.4 (0.078 ԱՄՆ դոլար)
«Էներգո Պրո Ջորջիա» ԲԲԸ	15.0 (0.052 ԱՄՆ դոլար)	18.3 (0.064 ԱՄՆ դոլար)	22.2 (0.077 ԱՄՆ դոլար)

Ինչպես տեսնում ենք, ամսական մինչև 101 կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա սպառելու դեպքում «Թելասի» ԲԲԸ-ի կողմից բնակչությանն առաջարկվող սակագինը կազմում է 15.2 թեթրի, ամսական 101-301 կՎտ/ժ և ամսական 301 կՎտ/ժ-ից ավելի սպառելու դեպքում սակագինն աճում է համապատասխանաբար 22.3 և 20.4 տոկոսային կետերով: «Էներգո Պրո Ջորջիա» ԲԲԸ-ի սակագները սպառման նույն ծավալների դեպքում մինչև 0.3 թեթրի ավելի ցածր են «Թելասի» ԲԲԸ-ի համանուն սակագներից:

²⁹ https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7853,Srednia-cena-energii-elektrycznej-dla-gospodarstw-domowych.html?fbclid=IwARIUgVnfnERt7yWVDi8joA_KM3hcQQUUr_ESrQJIT3sEorWX-kW_M2R6A

³⁰ <https://gnerc.org/files/Annual%20Reports/Reports%20English/2020%20En.pdf>, փակագծերում նշված են ԱՄՆ դոլարով սակագները 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 լարի-0.35 դոլար փոխարժեքի դեպքում, 1 լարի=100 թեթրի

Դիտարկենք նաև նույն ժամանակահատվածում նշված ընկերությունների սակագները սպառողների այլ խմբերի համար:

Աղյուսակ 4.6

Սպառողների այլ խմբերի համար էլեկտրաէներգիայի վերջնական սպառման սակագները 2021 թ. հունվար-հունիս ժամանակահատվածում՝ տարբերակված ըստ լարման, առանց ԱԱՀ-ի, թեթրի/կՎտ/ժ³¹

	Ոչ կենցաղային սպառում		
	110-35 կՎտ, բարձր լարում	10-6 կՎ (10-6-3.3 կՎտ), միջին լարում	220-380 Վտ, ցածր լարում
«Թելասի» ԲԲԸ	23.1 (0.080 ԱՄՆ դոլար)	25.1 (0.087 ԱՄՆ դոլար)	27.9 (0.097 ԱՄՆ դոլար)
«Էներգո Պրո Ջորջիա» ԲԲԸ	23.9 (0.083 ԱՄՆ դոլար)	26.1 (0.091 ԱՄՆ դոլար)	27.0 (0.094 ԱՄՆ դոլար)

Սպառողների այլ խմբերի համար «Թելասի» ԲԲԸ-ի կողմից մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի սակագներն են 23.1, 25.1 և 27.9 թեթրի՝ համապատասխանաբար բարձր, միջին և ցածր լարումների դեպքում: Եթե բնակչության դեպքում «Էներգո Պրո Ջորջիա» ԲԲԸ-ի սակագներն ավելի ցածր էին «Թելասի» ԲԲԸ-ի սակագներից, ապա սպառողների այլ խմբերի համար սովյալ միտումը դրսևորվել է բացառապես ցածր լարման սակագնի պարագայում: Բարձր և միջին լարումների դեպքում «Էներգո Պրո Ջորջիա» ԲԲԸ-ի սակագներն ավելի բարձր են «Թելասի» ԲԲԸ-ի համանուն սակագներից:

Հատկանշական է, որ Վրաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերակված են նաև ըստ տարածքի գործոնի: Թբիլիսիի հետ համեմատությամբ, այլ տարածքներում սպառման բոլոր ծավալների դեպքում էլեկտրաէներգիայի սակագինը 0.3 թեթրիով ավելի է (աղյուսակ 4.7):

Աղյուսակ 4.7

Էլեկտրաէներգիայի սակագները՝ տարբերակված ըստ տարածքի գործոնի, ներառյալ ԱԱՀ-ն, թեթրի/կՎտ/ժ³²

	Բնակչություն		
	0-101 կՎտ/ժ/ամս.	101-301 կՎտ/ամս.	> 301 կՎտ/ժ/ամս.
Թբիլիսի	18.0 (0.063 ԱՄՆ դոլար)	22.0 (0.077 ԱՄՆ դոլար)	26.5 (0.092 ԱՄՆ դոլար)
Այլ	17.7 (0.061 ԱՄՆ դոլար)	21.7 (0.075 ԱՄՆ դոլար)	26.2 (0.091 ԱՄՆ դոլար)

Միաժամանակ Վրաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերվում է լեռնային գոտիներում բնակվող և սոցիալապես անապահով բնակչության համար: Մասնավորապես, սոցիալապես անապահով բնակչության համար պետությունն իրականացնում է մասնակի սուբսիդավորում՝ 1 կՎտ/ժ-ի համար 3.95 թեթրիի չափով (ներառյալ ԱԱՀ-ն), ինչ-

³¹ <https://gnerc.org/files/Annual%20Reports/Reports%20English/2020%20En.pdf>

³² <https://sputnik-georgia.ru/20220630/vyrastut-li-tarify-za-kommunalnye-uslugi-v-gruzii---otvet-glavy-regulyatora-268048053.html>

պես նաև լեռնային գոտիներում բնակվող յուրաքանչյուր սպառողի ամսական մինչև 100 կՎտ սպառած էլեկտրաէներգիայի 50%-ի չափով իրականացվում է փոխհատուցում³³:

Մինչև 2004 թվականը **Թուրքիայի Հանրապետությունում** էլեկտրաէներգիայի բաշխման համակարգում գործում էր պետական մենաշնորհ հանդիսացող մեկ ընկերություն: Շուկայի ազատականացման արդյունքում բաշխիչ ցանցը բաժանվել է 21 շրջանների, որոնք վերահսկվում են մասնավոր ընկերությունների կողմից: Էլեկտրաէներգիայի մանրածախ սակագինը հիմնված է էլեկտրաէներգիայի արժեքի, վերականգնվող աղբյուրների աջակցության սխեմայի համար վճարների և հարկերի վրա³⁴:

Թուրքիայի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի գները, համաձայն էներգիայի և բնական պաշարների նախարարության պաշտոնական տվյալների, սահմանվում են էներգետիկ շուկան կարգավորող մարմնի (EMRA-Energy Market Regulatory Authority) կողմից³⁵:

2019-2021 թթ. հունվար-հունիս ժամանակահատվածում էլեկտրաէներգիայի սակագները շարունակական աճ են գրանցել: Եթե բնակչության համար էլեկտրաէներգիայի՝ 2021 թ. հունվար-հունիս ժամանակահատվածի սակագները 2020 թ. հուլիս-դեկտեմբեր ժամանակահատվածի համեմատ աճել են 8.2%-ով, ապա արդյունաբերության ոլորտում նույն ժամանակահատվածում սակագների աճը հասել է 13.4%-ի (աղյուսակ 4.8):

Աղյուսակ 4.8

2019-2021 թթ. հունվար-հունիս ժամանակահատվածում Թուրքիայի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի միջին սակագները՝ բնակչության և արդյունաբերության ոլորտի համար, դուրուշ/կՎտ/ժ³⁶

	2019		2020		2021	
	հուլիս-դեկտեմբեր	հունվար-հունիս	հուլիս-դեկտեմբեր	հունվար-հունիս	հուլիս-դեկտեմբեր	հունվար-հունիս
Արդյունաբերություն	54.7 (0.030 ԱՄՆ դոլար)	58.6 (0.032 ԱՄՆ դոլար)	57.3 (0.031 ԱՄՆ դոլար)	65 (0.035 ԱՄՆ դոլար)		
Բնակչություն	66.4 (0.036 ԱՄՆ դոլար)	71.2 (0.039 ԱՄՆ դոլար)	73.5 (0.040 ԱՄՆ դոլար)	79.5 (0.043 ԱՄՆ դոլար)		

Թուրքիայի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերակված է ոչ միայն ըստ սպառողների խմբի, այլ նաև ըստ սպառման ծավալի, ժամային գոտիների և լարման (միջին, ցածր):

³³ St'u Постановление Правительства Грузии от 23 марта 2017 г. № 142, Постановление Правительства Грузии от 19 февраля 2019 г., № 96, https://www.energo-pro.ge/uploads/tiny_mce/documents/381%2017.06.19.pdf

³⁴ <https://www.invest.gov.tr/en/library/publications/lists/investpublications/overview-of-turkish-electricity-market.pdf>

³⁵ <https://enerji.gov.tr>

³⁶ <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=37459&dil=2>, փակագծերում սակագները նշված են ԱՄՆ դոլարով՝ 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 լիրա-0.055 դոլար փոխարժեքի դեպքում, 1 լիրա=100 դուրուշ

2022 թ. հունվարի 1-ի դրությամբ ամսական մինչև 210 կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա սպառելու դեպքում սակագինը կազմում է 1.37 լիրա, իսկ ամսական սպառումը 210 կՎտ/ժ-ը գերազանցելու դեպքում սակագինն աճում է շուրջ 50%-ով՝ կազմելով 2.06 լիրա: Ըստ ժամային գոտիների տարբերակման դեպքում գործում է սակագնի եռաստիճան համակարգ (աղյուսակ 4.9):

2022 թ. հունվարի 1-ի դրությամբ էլեկտրաէներգիայի սակագները՝ տարբերակված ըստ ժամային գոտիների, լիրա/կՎտ/ժ

Աղյուսակ 4.9

1	Սովորական ժամանակահատված	ժ. 06:00-17:00	1.37 (0.075 ԱՄՆ դոլար)
2	Պիկ ժամանակահատված	ժ. 17:00-22:00	2.15 (0.118 ԱՄՆ դոլար)
3	Արտոնյալ ժամանակահատված	ժ. 22:00-06:00	0.74 (0.040 ԱՄՆ դոլար)

Աղյուսակ 4.9-ի համաձայն՝ սովորական ժամանակահատվածի սակագինը արտոնյալ ժամանակահատվածի սակագինը գերազանցում է շուրջ 85%-ով, իսկ պիկ ժամանակահատվածի սակագինն իր հերթին սովորական ժամանակահատվածի սակագնից ավելի է շուրջ 57%-ով:

Ադրբեջանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի խոշորագույն արտադրողն և բաշխողը «Ազերէներժի» ընկերությունն է, իսկ էլեկտրաէներգիայի սակագները կարգավորվում են սակագնային խորհրդի կողմից:

Ադրբեջանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագները տարբերակված են ըստ սպառողների խմբերի, սպառման ծավալի և օրվա ժամերի:

Բնակչության համար էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերակված է ըստ սպառման ծավալի, իսկ ըստ օրվա ժամերի տարբերակում առկա չէ (աղյուսակ 4.10):

Բնակչության համար 2021 թ. նոյեմբերի 1-ից գործող էլեկտրաէներգիայի սակագները՝ ըստ սպառման ծավալների, ներառյալ ԱԱՀ-ն, գյապիկ/կՎտ/ժ³⁷

Աղյուսակ 4.10

Սպառման ծավալ	Սակագին
մինչև 200 կՎտ/ժ	8 (0.047 ԱՄՆ դոլար)
200 կՎտ/ժ-300 կՎտ/ժ	9 (0.053 ԱՄՆ դոլար)
300 կՎտ/ժ-ից ավելի	13 (0.076 ԱՄՆ դոլար)

Այսպես, մինչև 200 կՎտ/ժ սպառման դեպքում էլեկտրաէներգիայի սակագինը 8 գյապիկ է, իսկ սպառման ծավալների աճին զուգընթաց աճում է՝ 200-300 կՎտ/ժ սպառելու դեպքում՝ 1 գյապիկով, 300 կվ/ժ-ից ավելի սպառելու դեպքում՝ 4 գյապիկով:

³⁷ <https://zerkalo.az/v-azerbajdzhanе-izmeneny-tarify-na-elektrichestvo-i-prirodnjy-gaz/>, փակագծերում նշված են սակագները ԱՄՆ դոլարով՝ 03.09.22 թ. դրությամբ գործող 1 մասնաթ-0.59 դոլար փոխարժեքի դեպքում, 1 մասնաթ =100 գյապիկ

Ներկայացնենք նաև սպառողների այլ խմբերի համար 2021 թ. նոյեմբերի 1-ից գործող սակագները:

Աղյուսակ 4.11

Սպառողների այլ խմբերի համար 2021 թ. նոյեմբերի 1-ից գործող էլեկտրաէներգիայի սակագները՝ ըստ սպառման ծավալների, ներառյալ ԱԱՀ-ն, գյապիկ/կՎտ/ժ³⁸

Այլումինի արտադրություն	3.1-6.4 (0.018 ԱՄՆ դոլար-0.037 ԱՄՆ դոլար)
Առևտուր և ծառայություններ	11 (0.064 ԱՄՆ դոլար)
Այլ	10 (0.059 ԱՄՆ դոլար)

Աղյուսակ 4.11-ի համաձայն՝ այլումինի արտադրության համար սահմանված է ոչ թե մեկ սակագին, այլ սակագնային միջակայք: Տվյալ դեպքում 3.1 գյապիկ սակագինը սահմանված գիշերային սակագինն է (08:00-ժ. 22:00), իսկ 6.4 գյապիկը՝ ցերեկայինը (22:00-ժ. 08:00):

Ընդհանրացնելով ներկայացնենք դիտարկված երկրներում 2022 թ. հունվար-մարտի դրությամբ իրավաբանական անձանց համար էլեկտրաէներգիայի գները/սակագները՝ դոլարային արտահայտությամբ (աղյուսակ 4.12).

Աղյուսակ 4.12

2022 թ. հունվար-մարտի դրությամբ իրավաբանական անձանց համար էլեկտրաէներգիայի միջին գները/սակագները դոլարային արտահայտությամբ, դոլար/կՎտ/ժ

<i>Հայաստան</i>	0.130
<i>Ռուսաստան</i>	0.106
<i>Բելառուս</i>	0.121
<i>Ղրղզստան</i>	0.031
<i>Վրաստան</i>	0.085
<i>Թուրքիա</i>	0.035
<i>Ադրբեջան</i>	0.040

Աղյուսակ 4.12-ի համաձայն՝ իրավաբանական անձանց համար էլեկտրաէներգիայի գները համեմատաբար մատչելի են Ղրղզստանում, Թուրքիայում և Ադրբեջանում: Անշուշտ, էլեկտրաէներգիայի սակագների մեծության վրա էական ազդեցություն են թողել այդ երկրների արժույթների արժեզրկման և արժևորման միտումները: Հաշվարկները կատարվել են 2022 թ. սեպտեմբերի 3-ի դրությամբ գործող փոխարժեքներով:

Այսպիսով, դիտարկված երկրների փորձի ուսումնասիրությունը ցույց է տալիս, որ գրեթե բոլոր երկրներում ներդրված է էլեկտրաէներգիայի սակագնի՝ ըստ ժամային գոտիների տարբերակման համակարգ, ընդ որում՝ երկրների գերակշիռ մասում գործում է ըստ երեք ժամային գոտիների տարբերակման համակարգ: Դիտարկված երկրներում էլեկտրաէներգիայի սա-

³⁸ <https://zerkalo.az/v-azerbajdzhane-izmeneny-tarify-na-elektrichestvo-i-prirodnyj-gaz/>

կազմինը տարբերակված է նաև ըստ սպառման ծավալների, հզորության, լարման, սպառողների խմբերի և այլն:

Այժմ անդրադառնանք դիտարկված երկրների փորձի՝ ՀՀ-ում ներդրման հնարավորություններին:

1. Դրդգստանի Հանրապետության՝ գործակիցներ կիրառելու միջոցով սակագնի ճշգրտման փորձը կարող է ներդրվել նաև Հայաստանում: Մասնավորապես, առաջարկում ենք ՀՀ արդյունաբերության ճյուղում սահմանել էլեկտրաէներգիայի բազային սակագին, իսկ առանձին ոլորտներում, կախված տվյալ իրավիճակից, ճշգրտող գործակիցներ կիրառել ինչպես բարձրացման, այնպես էլ իջեցման ուղղություններով: Այսպես, ՀՀ արդյունաբերական ապրանքների ինքնարժեքում բավականին մեծ տեսակարար կշիռ ունի էլեկտրաէներգիայի վրա կատարվող ծախսը, ինչն իր ազդեցությունն է ունենում ապրանքների վերջնական գնի և մրցունակության վրա: Մյուս կողմից, ՀՀ փոքր տնտեսության համար առաջնահերթ խնդիրներից է ՀՀ արդյունաբերական ապրանքների մրցունակության բարձրացումը, հատկապես՝ արտահանելի ճյուղերում: Ինչպես գիտենք, ՀՀ արտահանման կառուցվածքում էական են հանքահումքային արտադրանքի և պատրաստի սննդամթերքի մասնաբաժինները: Օրինակ, կարծում ենք, որ հանքահումքային արտադրանքի (պղինձ, մոլիբդեն և այլն) միջազգային բարձր գների պարագայում կարող է նպատակահարմար լինել պատրաստի սննդամթերք արտադրող տնտեսավարող սուբյեկտների էլեկտրաէներգիայի սակագնի նկատմամբ կիրառել ճշգրտող գործակից՝ իջեցման ուղղությամբ, իսկ հանքարդյունաբերության ոլորտի սուբյեկտների էլեկտրաէներգիայի սակագնի նկատմամբ՝ բարձրացման ուղղությամբ: Միաժամանակ աղյուսակ 4.12.-ից պարզ է դառնում, որ Հայաստանի Հանրապետությունում գործող բիզնեսը ԵԱՏՄ և տարածաշրջանի երկրների համեմատ ամենաթանկն է վճարում էլեկտրաէներգիայի սպառման համար:

2. Կարծում ենք, որ բարձր լեռնային և սահմանապահ համայնքների բնակչության համար սպառման որոշակի ծավալի (օրինակ՝ ամսական մինչև 400 կՎտ/ժ) դեպքում կարելի է սահմանել էլեկտրաէներգիայի արտոնյալ՝ ավելի ցածր սակագին: Ինչպես գիտենք, ՀՀ-ում բավականին բարձր է ուրբանիզացման մակարդակը, ռեսուրսների կենտրոնացումը խոշոր քաղաքներում, և ՀՀ տարածքների համաչափ զարգացման ապահովումը, տարածքային անհամամասնությունների հարթեցումը տնտեսական արդյունավետության մակարդակի բարձրացման տեսանկյունից կարևորագույն խնդիրներից են: Բացի դրանից, ինչպես գիտենք, երկրում մեծ է եկամուտների բաշխման անհավասարությունը և ՀՀ մարզերի գերակշիռ մասում բավականին բարձր է աղքատության մակարդակը³⁹: Վերոգրյալի հաշվառմամբ, կարծում ենք, որ բարձր լեռնային և սահմանապահ համայնքներում էլեկտրա-

³⁹ https://armstat.am/file/article/poverty_2021_a_2_.pdf

էներգիայի ավելի ցածր գնի սահմանումը կարող է մեղմել իրավիճակը և դրական ազդեցություն ունենալ երկրի համաչափ զարգացման վրա:

Միաժամանակ, առաջարկում ենք տնտեսավարող սուբյեկտների դեպքում նույնպես սահմանել էլեկտրաէներգիայի սակագնի տարբերակված՝ պրոգրեսիվ համակարգ՝ ըստ սպառման ծավալների, ընդ որում՝ սպառման մեծ ծավալի դեպքում բարձր սակագին սահմանել միայն համապատասխան ծավալը գերազանցող մասի չափով: Ինչպես գիտենք, ՀՀ օրենսդրությամբ, սպառման ծավալի գործոնով պայմանավորված, էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերակված է միայն բնակչության համար: Մասնավորապես, «բնակչություն» սպառողական խմբի համար էլեկտրաէներգիայի՝ սպառման ծավալով պայմանավորված տարբերակված սակագները գործում են սպառման հետևյալ միջակայքերի դեպքում՝ ամսական մինչև 200, 201-400 և 400 կՎտ/ժ-ից ավելի: Միջազգային փորձի ուսումնասիրությունը ցույց տվեց, որ, ըստ էության, մի շարք, ինչպես ԵԱՏՄ անդամ, այնպես էլ երրորդ, այդ թվում՝ ՀՀ հարևան երկրներում տնտեսավարող սուբյեկտների համար գործում է սակագնի տարբերակված համակարգ՝ կախված սպառման ծավալներից: Կարծում ենք՝ կարելի է դիտարկել ՀՀ տնտեսավարողների համար վերը նկարագրված փորձի ներդրման հնարավորությունները: Անշուշտ, այս մոտեցումը բխում է նաև փոքր և միջին բիզնեսի աջակցության պետական ծրագրային դրույթներից:

Էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագների և սպասարկման վճարների վերաբերյալ հետազոտության ամփոփ արդյունքները ներկայացված են եզրակացություններում և առաջարկություններում:

1. ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովը (ՀԾԿՀ) էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների կողմից արտադրված էլեկտրաէներգիայի սակագները սահմանելիս կիրառում է շահույթի նորմայի կարգավորման մեթոդը (Rate of Return methodology): Սակայն, նմանօրինակ եղանակը, ըստ մեզ, չի կարող համակարգում բավականաչափ խթաններ ստեղծել կարգավորվող մենաշնորհների ծախսերի օպտիմալացման տեսանկյունից: Ուստի, կարևորվում է նոր և արդյունավետ մեթոդաբանության մշակման և ներդրման միջոցով հասնել համակարգում ծախսերի օպտիմալացմանը և հնարավոր ռեզերվների բացահայտման միջոցով սակագների նվազեցմանը: Ելնելով էլեկտրաէներգետիկական համակարգին մատուցվող ծառայության հաշվառման հնարավորությունից և նպատակահարմարությունից՝ էլեկտրաէներգիա արտադրող կազմակերպության համար կիրառվում են միադրույք, երկդրույք և բազմադրույք սակագներ:

2. 1997-2022 թթ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի սակագինը հայաստանցի սպառողների համար փոփոխվել է 10 անգամ: Ամենաերկար ժամանակաշրջանը, երբ էլեկտրաէներգիայի սակագինը մնացել է նույնը, եղել է 1999-2009 թվականները: Հատկանշական է, որ այդ տարիներին էլեկտրաէներգիայի սակագնի կայունության պայմաններում Հայաստանի տնտեսությունը հիմնականում երկնիշ աճ է գրանցել:

2021 թ. ՀԷՑ-ի կողմից մատակարարվել է 6,2 մլրդ կՎտ/ժ էլեկտրաէներգիա, որի 33%-ը սպառել է բնակչությունը, 24%-ը՝ արդյունաբերությունը, 3%-ը՝ բյուջետային կազմակերպությունները, 3%-ը՝ ոռոգման համակարգը, 2%-ը՝ տրանսպորտի համակարգը, 1%-ը՝ ջրամատակարարման և ջրահեռացման համակարգերը, 34%-ը՝ այլ սպառողներ: Հարկ է ընդգծել, որ բնակչությունից հետո ամենամեծ առանձնացված սպառողական խումբը արդյունաբերության ոլորտն է: Հետևաբար, տարբերակված սակագներ ունենալու գաղափարը առաջնահերթ նպատակահարմար է դիտարկել արդյունաբերական կազմակերպությունների պարագայում: Հատկապես վերամշակման ոլորտի արդյունաբերական կազմակերպությունների դեպքում տարբերակված էլեկտրաէներգիայի սակագներ սահմանելն էապես կարող է բարձրացնել այդ ոլորտի մրցունակությունը ոչ միայն ներքին, այլ նաև արտաքին շուկաներում:

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքումը կազմել է 1 մլրդ 388 մլն կՎտ/ժ: 20 բաժանորդների օգտակար առաքման տեղաբաշխվածությունն ուսումնասիրելու

նպատակով իրականացրել ենք Հայաստանի Հանրապետության վարչատարածքային միավորների տարանջատում: Մասնավորապես, Սյունիքի մարզում գործունեություն են իրականացնում վերոնշյալ 20 բաժանորդներից 3 կազմակերպություն, սակայն օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 614,2 մլն կՎտ/ժ, որը կազմում է 20 բաժանորդների օգտակար առաքման 44,25%-ը, Երևանում գործունեություն են իրականացնում վերոնշյալ 20 բաժանորդներից 7 կազմակերպություն, սակայն օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 206,3 մլն կՎտ/ժ, որը կազմում է 20 բաժանորդների օգտակար առաքման 14,86%-ը: Մնացած 9 կազմակերպությունները գործունեություն են իրականացնում Արարատի, Լոռու և Կոտայքի մարզերում, որոնց օգտակար առաքման ծավալը համապատասխանաբար կազմում է 191,8 մլն, 190,9 մլն և 171,2 մլն կՎտ/ժ: Արմավիրի մարզում 20 բաժանորդներից գործունեություն է իրականացնում միայն 1 կազմակերպություն, որի օգտակար առաքման ծավալը կազմում է 13,7 մլն կՎտ/ժ:

2021 թ. ընթացքում էլեկտրաէներգիայի մեծ ծախս ունեցող 20 բաժանորդների օգտակար առաքման բաշխվածությունը ըստ գործունեության ոլորտների ուսումնասիրության արդյունքում պարզվել է, որ հանքարդյունաբերական կազմակերպությունները սպառում են 91,6%-ը, իսկ արտադրական գործունեություն իրականացնողները և ծառայություն մատուցողները՝ համապատասխանաբար 4 և 4,4%-ը:

3. ՀՀ-ն ունի բարենպաստ պայմաններ ոչ ավանդական էներգիայի աղբյուրների զարգացման և օգտագործման համար: ՀՀ տնտեսության կայունության ապահովման ու երկրի բնակչության սոցիալական բարեկեցության բարելավման և կենսամակարդակի բարձրացման միասնական համատեքստում հրատապ է դարձել ազգային էներգետիկ քաղաքականության ուղղվածության փոփոխությունը: Արևային էներգետիկան համարվում է էներգիայի ամենամաքուր աղբյուրներից մեկը: ՀՀ-ում այն դարձել է բավականին հրապուրիչ և շահավետ: Ըստ կանխատեսումների՝ 2028 թ. արևային էներգիան կդառնա այնքան էժան ու տարածված, որ կկարողանա բավարարել մարդու էներգետիկ գրեթե բոլոր կարիքները:

Դիտարկելով ինքնավար արևային ֆոտովոլտային կայանների քանակային փոփոխությունները 2020-2021 թթ. ընթացքում՝ կարող ենք եզրակացնել, որ դրանց տեղադրման ամենամեծ աճը գրանցվել է 2020 թ. հունիսի 30-ից մինչև 2021 թ. հունվարի 1-ն ընկած ժամանակահատվածում: Վերջին տարիներին այս կայանների թվի աճը և հիմնական ֆոնդերի լրացուցիչ ծանրաբեռնվածությունը մոտ ապագայում կարող են էլեկտրաէներգետիկ համակարգի հուսալիության և անխափանության նոր խնդիրներ առաջացնել: Հետևաբար, այս դաշտը նույնպես իրավական և ֆինանսական կարգավորման խիստ կարիք ունի:

4. Արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների համակարգի կիրառումը Հայաստանի Հանրապետությունում թույլ կտա կանխարգելել էլեկտրաէներգետիկ համակարգին սպառնացող ֆինանսական և տեխնոլոգիական ռիսկերը և կհանգեցնի էներգամատակարարման համակարգի հուսալիության բարձրացմանը, սպառողի համար լրացուցիչ ծախսերի նվազեցմանը (օրինակ՝ արտադրության պարապորդը էներգամատակարարման անջատման հետևանքով): Ընդ որում, ԱՀՑ խախտման համար ընկերություններին կարող է սպառնալ տուգանք կամ նույնիսկ սակագնի իջեցում:

Մի շարք երկրներում, մասնավորապես՝ Դանիա, Հունգարիա, Նիդեռլանդներ, Լեհաստան, Սլովենիա, Մեծ Բրիտանիա, Գերմանիա, ծախսերի մակարդակի սահմանումն իրականացվում է համանման ընկերությունների հետ համեմատման մեթոդով: Սակագնի հաշվարկման համար ծախսերի մակարդակը որոշվում է գործառնական ծախսերի նպատակային (օրինակելի) ցուցանիշների, այլ ոչ թե ընկերությունների փաստացի ծախսերի հիման վրա: Նման ծախսերի հաշվարկի համար հիմք է ընդունվում տնտեսական և տեխնիկական բնութագրերով համադրելի ընկերությունների ցուցանիշների հետ համեմատումը: Կա նաև համակցված մեթոդ (yardstick մեթոդ), ըստ որի՝ ընկերության ծախսերի մի մասն ընդունվում է ըստ փաստացի ծախսերի, իսկ մյուս մասը՝ ըստ նպատակային ցուցանիշների: Գործառնական ծախսերի մակարդակի սահմանման *ex-ante* (կանխատեսումային) մեթոդով երկարաժամկետ կտրվածքով մեթոդը կիրառվում է Մեծ Բրիտանիայում, ծախսերը որոշվում են միասնական մակարդակում՝ կարգավորվող ողջ ժամանակաշրջանի համար: Նպատակային ծախսերի հաշվարկը կատարվում է կա՛մ բենչմարքինգի հիմունքով, կա՛մ հիմնվելով փորձագիտական դատողությունների վրա: Ծախսերը նպատակային մակարդակից նվազեցնելու արդյունքում ընկերությունների կողմից լրացուցիչ տնտեսված միջոցները կարող են օգտագործվել ընդհուպ մինչև հաջորդ կարգավորվող ժամանակահատվածը:

Ավստրիայում, Ֆրանսիայում և Սլովենիայում առավել տարածված է գործառնական ծախսերի արդյունավետության համաթվի հաշվարկը: Արդյունավետության ցուցանիշը սահմանվում է կարգավորվող յուրաքանչյուր տարվա համար (որպես կանոն՝ 3–5 տարի) և սպահովում է գործառնական ծախսերի փուլային նվազեցում՝ մինչև արդյունավետ մակարդակ (~ 1-5% նախորդ տարվա մակարդակի համեմատ): Հաշվարկն իրականացվում է հետևյալ կերպ՝

$$\text{Ծախսեր}_t = (\text{Ծախսեր}_{t-1}) \times (1 + \text{CPI}_{t-1} - X_t),$$

որտեղ՝

X_t -ն արդյունավետության գործակիցն է:

Կարգավորում ներդրված կապիտալի կարգավորվող բազայի հիմունքով (RAB-կարգավորում) մեթոդը ենթադրում է կապիտալի եկամտաբերու-

թյան դինամիկ մակարդակի սահմանում և գործառնական ծախսերի արդյունավետության համաթվի հաշվարկ, որոնք կիրառվում են Սլովակիայում, Ռումինիայում և Ֆինլանդիայում: Սահմանվում է ժամանակի մեջ կապիտալի պահանջվող եկամտաբերության նվազեցում, ինչը խթանում է ձեռնարկություններին՝ նվազեցնելու ռիսկերը և մեծացնելու կապիտալի կառուցվածքի արդյունավետությունը: Կարող է նաև համադրվել հասույթի սահմանաչափի (revenue cap) և գնի սահմանաչափի (price cap) հիմունքներով կարգավորման հետ:

Կարգավորում հասույթի սահմանաչափի (revenue cap) հիմունքով մեթոդը, որը կիրառվում է սահմանային հասույթի արդյունավետության համաթվի հաշվարկի միջոցով, առավելապես տարածված է Չեխիայում, Դանիայում, Հունգարիայում, Լեհաստանում, Գերմանիայում: Հաշվարկն իրականացվում է հետևյալ կերպ՝ սահմանվում է հասույթի սահմանային թույլատրելի մակարդակ, որը ձեռնարկությունը կարող է ստանալ, ընդ որում՝ ընկերությանը հնարավորություն է տրվում ինքնուրույն սահմանելու սակագնի մակարդակը և կառուցվածքը: Յուրաքանչյուր տարի սահմանային հասույթը նվազեցվում է՝ հաշվի առնելով կարգավորողի կողմից սահմանված արդյունավետության գործակիցը:

Կարգավորման առաջին ժամանակահատվածի համար հասույթի սահմանային արժեքները որոշելիս, որպես կանոն, հիմք են ընդունվում ընկերության փաստացի ծախսերը կամ համադրելի ընկերությունների տվյալները, այնուհետև այդ արժեքները ֆիքսվում են: Ստորև ներկայացնենք այն.

$$\text{Հասույթ}_t = (\text{հասույթ}_t - 1 + \text{Լրացուցիչ հասույթ սպառման անի արդյունքում}) \times (1 + CPI_t - 1 - Xt),$$

որտեղ՝

Xt-ն արդյունավետության գործակիցն է:

Այս մեթոդաբանության մեկ այլ տարբերակ է սահմանային հասույթի մակարդակի սահմանումը ex-ante (կանխատեսումային) մեթոդով՝ երկարաժամկետ կտրվածքով, որը կիրառվում է Մեծ Բրիտանիայում 8 տարի ժամկետով: Եկամուտների սահմանային մակարդակը որոշվում է երկարաժամկետ կտրվածքով (որպես կանոն՝ մինչև 10 տարի): Հնարավոր է հասույթի մակարդակի ճշգրտում՝ հաշվի առնելով տուգանքները և լրացուցիչ պարգևավճարները:

Կարգավորում սահմանային գնի (price cap) հիմունքով մեթոդը կիրառվում է սահմանային գնի արդյունավետության համաթվի հաշվարկի միջոցով Իտալիայում, Նիդեռլանդներում և Պորտուգալիայում: Սակագինը սահմանվում է նախորդ ժամանակահատվածի սակագնի մակարդակի և ձեռնարկության գործունեության չափորոշիչների փոփոխության (օրինակ՝ տարեկան աղանձի) հիման վրա, ինչպես նաև ներառում է արդյունավետության գործոն, ինչը ենթադրում է, որ ընկերությունը պետք է տարեցտարի նվազեցնի

գործառնական ծախսերը և արդյունքում՝ սակագնի մակարդակը: Կարգավորման առաջին ժամանակահատվածի համար գների սահմանային արժեքները որոշելիս, որպես կանոն, հիմք են ընդունվում ընկերության փաստացի տեսակարար ծախսերը կամ համադրելի ընկերությունների տվյալները, այնուհետև այդ արժեքները ֆիքսվում են հետևյալ կերպ՝

$$\text{Սակագին}_t = \text{Սակագին}_{t-1} \times (1 + CPI_{t-1} - Xt),$$

որտեղ՝

X_t -ն արդյունավետության գործակիցն է:

Բացի վերը նշված խթանիչ կարգավորումներից, էներգահամակարգում կիրառվում է կարգավորող ընկերությունների գործունեության առանձին ուղղություններով արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների ներկառուցված մեխանիզմը, որը ռիսկերի նվազեցման արդյունավետ գործիք է: Ստորև ներկայացնենք համաշխարհային պրակտիկայում արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների (ԱՀՑ) կիրառման օրինակները, որոնք նպաստում են տեխնոլոգիական և ֆինանսական ռիսկերի կանխարգելմանը.

- կայանների կողմից տեխնոլոգիական խախտումների մակարդակը՝ թիվը/ենթակայանների քանակը $\leq X^*$,
- էլեկտրահաղորդման գծերի տեխնոլոգիական խախտումների մակարդակը՝ թիվը/ 100 կմ $\leq X$,
- ապօրինի միացումների թիվը (ընդհանուր միացումների թվի նկատմամբ %) $\leq X$,
- օբյեկտների շահագործման հանձնման ժամկետների պահպանումը $\geq 95\%$,
- տեխնոլոգիական միացումների ժամկետների պահպանումը $\leq 1,1$:

* X - կարգավորողի կողմից սահմանված մակարդակը՝ հաշվի առնելով ցանցերի տեղադիրքը, սպառողների և կոնտրագենտների կազմը.

- ֆինանսական կայունության ցուցանիշը (ֆինանսական լներիջի գործակիցը) $\leq 1,5$,
- տոկոսային վճարների ապահովման գործակիցը (EBIT/տոկոսային վճարներ) ≥ 3 ,
- ընթացիկ իրացվելիության գործակիցը ≥ 2 ,
- կարճաժամկետ իրացվելիության գործակիցը ≥ 1 ,
- ժամկետանց պարտավորության մակարդակը $\leq X$,
- ցանցում լարման շեղումները $\leq X$,
- սպառողների բողոքների թիվը $\leq X$ ամսական,
- սպառողների բողոքներին արձագանքման ժամկետը $\leq X$ օրից:

5. Էլեկտրաէներգիայի սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդաբանության հիմքում լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի ապահովման սկզբունքն է՝ անհրաժեշտ հասույթի մոտեցումը: Անհրաժեշտ հասույթը կազմող բաղկացուցիչներից մեկը թույլատրելի զուտ շահույթի բաղադրիչն է,

որը որոշվում է շահույթի հաշվարկման բազայի և ակտիվների շահութաբերության նորմայի արտադրյալի միջոցով: Հանձնաժողովը ակտիվների շահութաբերության նորման սահմանում է՝ ելնելով Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերությունների շահութաբերության վերլուծությունից, բայց ոչ պակաս՝ քան 12%: Սակայն, չի բացատրվում, թե որոնք կարող են համարվել Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերություններ (Հայաստանի Հանրապետությունում բացակայում են ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերությունները, և «ՀԷՑ» ընկերությունը ՀՀ տարածքում էլեկտրաէներգիա բաշխող միակ ընկերությունն է) և ինչ չափորոշիչներով է որոշվում նորմայի մեծությունը: Հետևաբար, անհրաժեշտ է հիմնավորել նորմաների հաշվարկման մեթոդաբանությունը և անհրաժեշտության դեպքում կատարել համապատասխան փոփոխություններ:

6. Ներկայումս լայն թափ է ստացել արևային կայանների տեղադրումը, որի դեպքում բաշխիչ ցանցից օգտվելիս հարկավոր է լինում սահմանել սպասարկման վճար (ֆոնդօգտագործման վճար): Այս բնագավառի չկարգավորված լինելը կարող է ապագայում լուրջ խնդիրներ առաջացնել էլեկտրաէներգիայի բաշխիչ ցանցի համակարգում, քանի որ արևային պանելներով արտադրվող էլեկտրաէներգիան կուտակվում է բաշխիչ ցանցում՝ այն վերածելով «մարտկոցի», այսինքն՝ բաժանորդի կողմից արտադրվում է ավելի շատ էլեկտրաէներգիա, քան սպառվում է:

7. «էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենքում կատարել հետևյալ փոփոխությունները՝

Ա. 4-րդ հոդվածի «Հիմնական հասկացություններ» բաժինը լրացնել հետևյալ դրույթով՝ «սպասարկման վճարը (ֆոնդօգտագործման վճար)՝ էլեկտրական էներգիայի և (կամ) հզորության, ջերմային էներգիայի և բնական գազի բնագավառում լիցենզավորված անձի սարքավորումներից, տեխնիկայից, տեխնոլոգիաներից և ավտոմատացված համակարգերից օգտվելու դիմաց սույն օրենքին համապատասխան սահմանված վճարը»,

Բ. 21-րդ հոդվածի անվանումը վերախմբագրել՝ «Կարգավորվող սակագների, սպասարկման վճարների և այլ ծառայությունների վճարների ձևավորման սկզբունքները»,

Գ. 21-րդ հոդվածը վերախմբագրել՝ «Էլեկտրական, ջերմային էներգիայի և բնական գազի կարգավորվող սակագների, սպասարկման վճարների և այդ ոլորտներում ծառայությունների մատուցման դիմաց վճարումների ձևավորման սկզբունքներն են՝...»,

Դ. 21-րդ հոդվածը լրացնել, մասնավորապես ավելացնել հետևյալ կետը՝ «յ) սպասարկման ծախսերի ներառում»:

Այս փոփոխություններն առավել ընդգրկուն կդարձնեն Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկ համակարգը կարգավորող օրենս-

դրության հիմնական հասկացությունները, քանի որ վերջիններս կներառեն ինչպես սպասարկման վճարները (ծախսերը) (ՀԾԿՀ 13.12.2017 թ. N 541-Ն որոշում), այնպես էլ միացման վճարները (ՀԾԿՀ 05.01.2022 թ. N 4-Ն որոշում): Այն հնարավորություն կտա նաև ՀԾԿՀ-ին՝ համապատասխան որոշումների ընդունման միջոցով արևային կայանների համար ևս սահմանել տարբերակված սպասարկման վճարներ (ֆոնդօգտագործման վճարներ)՝ հիմքում ունենալով օրենքի համապատասխան դրույթը: Կախված սպառողական խմբերից, հզորությունից, սպառման ծավալներից և այլ բնութագրերից՝ կարելի է կիրառել տարբերակված սպասարկման վճարներ, որոնք է՛լ ավելի կբարձրացնեն համակարգի հուսալիությունը, անվտանգությունն և ֆինանսական կայունությունը:

8. Արդյունաբերական սպառողների խթանումը էներգահամակարգի համար օպտիմալ գործակցի պահպանման նպատակով ռեակտիվ հզորության սպառողների կողմից ներդրվել է դեռևս անցյալ դարի 30-ական թվականներին՝ ինտենսիվ ինդուստրացման ժամանակ: Մշակվել է էլեկտրաէներգիայի սակագնի գեղջերի և հավելավճարների ճկուն համակարգ: Ռեակտիվ հզորության սպառողների մեծության նվազեցման հիմնական նպատակն այն ժամանակ էլեկտրական ցանցերի կառուցման ծախսերը նվազեցնելն էր: Այսինքն, նվազեցնելով ռեակտիվ հզորության ծավալը, կարելի էր խնայել լարումների հատման և տրանսֆորմատորների հզորության վրա:

Էլեկտրակայաններում գեներացվող ակտիվ հզորությունից բացի, էլեկտրաէներգիայի հաղորդման համար օգտագործվում է ռեակտիվ հզորություն: Էլեկտրաէներգիայի սպառողները միաժամանակ օգտագործում են ակտիվ և ռեակտիվ հզորություններ: Էլեկտրաէներգիայում ռեակտիվ և ակտիվ հզորությունների հարաբերությունը հայտնի է իբրև *ռեակտիվ հզորության գործակից*:

Ակտիվ էլեկտրաէներգիան ամբողջովին փոխակերպվող էներգիա է, որը մտնում է էլեկտրաէներգիայի մատակարարման շղթայի մեջ: Կարող է տեղի ունենալ վերափոխում ջերմության կամ այլ տեսակի էներգիայի, բայց էությունը մնում է նույնը՝ ընդունված էլեկտրաէներգիան աղբյուր հետ չի վերադառնում:

Ռեակտիվ էլեկտրաէներգիան ընդհանուր մուտքային էներգիայի այն մասն է, որը չի օգտագործվում օգտակար աշխատանքի համար: Ներկայումս Հայաստանի էլեկտրամատակարարման համակարգում ռեակտիվ էներգիայի սակագնի առանձին հաշվառում չի իրականացվում, դրա հետ կապված առանձին բաղադրիչներ ներառված են կորուստների մեջ:

Ներկայումս ռեակտիվ էներգիա արտադրող և մատակարարող էլեկտրակայաններից շատերը չեն վարում ծախսերի առանձնացված հաշվառում, որը թույլ կտար հստակ հաշվարկել ռեակտիվ էներգիայի սպառման

վճարի կամ սակագնի մեծությունները: Հետևաբար, անհրաժեշտ է էներգետիկ ոլորտը կարգավորող օրենսդրական դաշտում իրականացնել համապատասխան փոփոխություն, որը կկարգավորի ռեակտիվ էներգիայի արտադրության վրա կատարված ծախսերի դասակարգման, նորմավորման, հաշվառման և հաշվետվությունների ներկայացման հարցերը: **Միաժամանակ, նկատի ունենալով միջազգային փորձը, առավել արդյունավետ կլինի տարբերակված սակագներ կիրառել նաև ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման դեպքում՝ ըստ խմբերի, սպառման ծավալների, հզորության, սեզոնայության և այլ բնութագրիչների:**

Էներգախնայողության, բիզնեսի և սոցիալական արդարության տեսանկյունից հիմնավորված կլինի, որ բաժանորդը կա՛մ վճարի իր կողմից փաստացի սպառված ռեակտիվ էներգիայի համար, կա՛մ իր միջոցներով տեղադրի փոխհատուցիչ սարքեր, որոնք բավականին թանկ են: Հակառակ դեպքում, ժամանակակից և հզոր սարքավորումների օգտագործողների ծախսային բեռը՝ կորստի տեսքով, դրվում է բոլոր բաժանորդների վրա:

Օրինակ. եթե հիմք ընդունենք «Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի ծախսերի որոշակի համամասնությունը, ապա կարող ենք հաշվարկել, որ ընկերության՝ 2022-2023 թվականների համար հաստատված սակագնի մեջ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի արտադրությանը բաժին ընկնող հասույթը կազմում է 19% ((1421,4/7480,9)*100): Մասնավորապես, ՀՀ ՀԾԿՀ 2022 թ. դեկտեմբերի 29-ի N476-Ա որոշման համաձայն՝ «Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի կողմից առաքվող էլեկտրաէներգիայի սակագինը հաստատվել է 19,686 դրամ/կՎտժ (առանց ԱԱՀ-ի)⁴⁰, հետևաբար, այլ հավասար պայմաններում, եթե առաքվող էլեկտրաէներգիան բաժանվեր ակտիվ և ռեակտիվ մասերի, ապա ակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագինը կկազմեր 15,946 դրամ/կՎտ/ժ (առանց ԱԱՀ-ի), իսկ ռեակտիվինը՝ 3,74 դրամ/կվառ/ժ (առանց ԱԱՀ-ի):

«Միջազգային էներգետիկ կորպորացիա» ՓԲԸ-ի տվյալների հիման վրա կարող ենք դիտարկել ակտիվ (490ԿՎտ/ժ) և ռեակտիվ (240 կվառ) էլեկտրաէներգիա օգտագործող սառնարանի վերը նշված դեպքի հետևյալ իրավիճակները.

առաջին իրավիճակ. երբ սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, ընդհանուր գումարը կստացվի 9744,6 դրամ (495*19,686 դր.) (առանց ԱԱՀ-ի):

Երկրորդ իրավիճակ. երբ սպառողը վճարում է ակտիվ և ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար վճարվելիք գումարը կկազմի 7893,3 դրամ (495*15,946 դր.), ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար՝ 897,6 դրամ (240*3,74 դր.), ընդամենը կլինի 8790,9 դրամ:

⁴⁰ <https://psrc.am/contents/document/8913>

Երրորդ իրավիճակ. երբ սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար, իսկ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի օգտագործումն ապահովում է իր կողմից տեղադրված փոխհատուցիչ սարքի (սարքերի) միջոցով: Այս դեպքում ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար վճարվելիք գումարը կկազմի 7893,3 դրամ (495*15.946 դր.), ինչպես նաև փոխհատուցիչ սարքի ձեռքբերման համար կատարված ծախսը, որի արժեքը շատ տարբեր է՝ կախված սարքի հզորությունից:

Այսպիսով, վերը նշված իրավիճակներից լավագույնը երկրորդն է, երբ, ընդհանուր առմամբ, ակտիվ և ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար սպառողը վճարում է 8790,9 դրամ, քանի որ առաջին իրավիճակի համեմատ խնայում է 1851,3 դրամ: Անշուշտ, մեծ քանակությամբ ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սպառման դեպքում առավել նպատակահարմար է տեղադրել փոխհատուցիչ սարք, քանի որ այդ իրավիճակում սպառողը վճարում է միայն ակտիվ էլեկտրաէներգիայի համար:

Հարկ է նշել նաև, որ ներկայում մի շարք եվրոպական երկրներում (Բուսիա-Հերցեգովինա, Բուլղարիա, Խորվաթիա, Նորվեգիա, Էստոնիա, Պորտուգալիա, Շվեյցարիա և այլն) լայն կիրառություն ունեն ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագները, որոնք տարբերակված են ըստ սպառողական խմբերի, ծավալների, օգտագործման հզորության, սեզոնայնության և այլ բնութագրերի⁴¹: Ուշագրավ է, որ այս երկրներում ռեակտիվ էլեկտրաէներգիայի սակագների միջև մեծ տարբերություն կա՝ մի քանի եվրոցենտից հասնելով մինչև մի քանի եվրոյի, որը պայմանավորված է երկրների էլեկտրաէներգետիկ կարողություններով և էլեկտրախնայող քաղաքականության խստությամբ:

9. Հայաստանի Հանրապետությունում էլեկտրաէներգիայի սակագների արդյունավետ համակարգի մշակման և ներդրման տեսանկյունից կարևոր ենք համարում տարբերակված սակագների կիրառման միջազգային փորձի ուսումնասիրությունն և ներդրման հնարավորությունների դիտարկումը: Հարկ է նշել, որ, բացի սոցիալական բաղադրիչից, էլեկտրաէներգիայի տարբերակված սակագների կիրառումը կարող է նպաստել Հայաստանի արտաքին առևտրաշրջանառության աճին: Ուսումնասիրության շրջանակներում դիտարկվել է ինչպես ԵԱՏՄ անդամ, այնպես էլ երրորդ, այդ թվում՝ ՀՀ հարևան երկրների փորձը: Մասնավորապես, ուսումնասիրվել է Ռուսաստանի Դաշնության, Բելառուսի Հանրապետության, Դրոզդանի Հանրապետության, Լեհաստանի Հանրապետության, Վրաստանի Հանրապետության, Թուրքիայի Հանրապետության և Ադրբեջանի Հանրապետության փորձը: Այդ երկրների փորձի հիման վրա առաջարկվում են հետևյալ մոտեցումները:

Ա. Դրոզդանի Հանրապետության՝ գործակիցներ կիրառելու միջոցով սակագնի ճշգրտման փորձը կարող է կիրառություն ունենալ նաև Հայաստա-

⁴¹ <https://www.entsoe.eu/about/>

նում, մասնավորապես՝ առաջարկում ենք ՀՀ արդյունաբերության ճյուղում սահմանել էլեկտրաէներգիայի բազային սակագին, իսկ որոշ ոլորտներում, կախված տվյալ իրավիճակից, կիրառել ճշգրտող գործակիցներ ինչպես բարձրացման, այնպես էլ իջեցման ուղղություններով: Այսպես, ՀՀ արդյունաբերական ապրանքների ինքնարժեքում բավականին մեծ տեսակարար կշիռ ունի էլեկտրաէներգիայի վրա կատարվող ծախսը, ինչն իր ազդեցությունն է ունենում ապրանքների վերջնական գնի և մրցունակության վրա: Մյուս կողմից, ՀՀ փոքր տնտեսության համար առաջնահերթ խնդիրներից է ՀՀ արդյունաբերական ապրանքների մրցունակության բարձրացումը, հատկապես՝ արտահանելի ճյուղերում: Ինչպես գիտենք, ՀՀ արտահանման կառուցվածքում էական են հանքահումքային արտադրանքի և պատրաստի սննդամթերքի մասնաբաժինները: Օրինակ, կարծում ենք, որ հանքահումքային արտադրանքի (պղինձ, մոլիբդեն և այլն) միջազգային բարձր գների պարագայում կարող է նպատակահարմար լինել պատրաստի սննդամթերք արտադրող տնտեսավարող սուբյեկտների էլեկտրաէներգիայի սակագնի նկատմամբ կիրառել ճշգրտող գործակից՝ իջեցման ուղղությամբ, իսկ հանքարդյունաբերության ոլորտի սուբյեկտների էլեկտրաէներգիայի սակագնի նկատմամբ՝ բարձրացման ուղղությամբ:

Բ. Կարծում ենք, որ բարձր լեռնային և սահմանապահ համայնքների բնակչության համար սպառման որոշակի ծավալի (օրինակ՝ ամսական մինչև 400 կՎտ/ժ) դեպքում կարելի է սահմանել էլեկտրաէներգիայի արտոնյալ՝ ավելի ցածր սակագին: Ինչպես գիտենք, ՀՀ-ում բավականին բարձր է ուրբանիզացման մակարդակը, ռեսուրսների կենտրոնացումը խոշոր քաղաքներում, և ՀՀ տարածքների համաչափ զարգացման ապահովումը, տարածքային անհամամասնությունների հարթեցումը տնտեսական արդյունավետության մակարդակի բարձրացման տեսանկյունից կարևորագույն խնդիրներից են: Բացի դրանից, ինչպես գիտենք, երկրում մեծ է եկամուտների բաշխման անհավասարությունը և ՀՀ մարզերի գերակշիռ մասում բավականին բարձր է աղքատության մակարդակը⁴²: Վերոգրյալի հաշվառմամբ, կարծում ենք, որ բարձր լեռնային և սահմանապահ համայնքներում էլեկտրաէներգիայի ավելի ցածր գնի սահմանումը կարող է մեղմել իրավիճակը և դրական ազդեցություն ունենալ երկրի համաչափ զարգացման վրա:

Գ. Միաժամանակ առաջարկում ենք տնտեսավարող սուբյեկտների դեպքում նույնպես սահմանել էլեկտրաէներգիայի սակագնի տարբերակված՝ պրոգրեսիվ համակարգ՝ ըստ սպառման ծավալների, ընդ որում՝ սպառման մեծ ծավալի դեպքում բարձր սակագին սահմանել միայն համապատասխան ծավալը գերազանցող մասի չափով: Ինչպես գիտենք, ՀՀ օրենսդրությամբ, սպառման ծավալի գործոնով պայմանավորված, էլեկտրաէներգիայի սակագինը տարբերակված է միայն բնակչության համար: Մասնա-

⁴² https://armstat.am/file/article/poverty_2021_a_2_.pdf

վորապես, «բնակչություն» սպառողական խմբի համար էլեկտրաէներգիայի՝ սպառման ծավալով պայմանավորված տարբերակված սակագները գործում են սպառման հետևյալ միջակայքերի դեպքում՝ ամսական մինչև 200 կՎտ/ժ, 201-400 կՎտ/ժ և 400 կՎտ/ժ-ից ավելի: Միջազգային փորձի ուսումնասիրությունը ցույց տվեց, որ, ըստ էության, մի շարք, ինչպես ԵԱՏՄ անդամ, այնպես էլ երրորդ, այդ թվում՝ ՀՀ հարևան երկրներում տնտեսավարող սուբյեկտների համար գործում է սակագնի տարբերակված համակարգ՝ կախված սպառման ծավալներից: Կարծում ենք՝ ՀՀ տնտեսավարողների համար կարելի է դիտարկել վերը նկարագրված փորձի ներդրման հնարավորությունները: Անշուշտ, այս մոտեցումը բխում է նաև փոքր և միջին բիզնեսի աջակցության պետական ծրագրային դրույթներից:

1. Էներգետիկայի կարգավորող հանձնաժողովի 2002 թ. նոյեմբերի 1-ի N 79-Ս որոշմամբ հաստատված լիցենզիայի պայմաններ, հավելված 2:
2. Լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հատույթի և սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդիկա, հավելված N1՝ Էլեկտրական էներգիայի (հզորության) բաշխման N0092 լիցենզիայի պայմանների:
3. Հայաստանի Հանրապետության օրենքը «Էներգետիկայի մասին», ընդունվել է 07.03.2001:
4. Հայաստանի Հանրապետության օրենքը «Հանրային ծառայության մասին», ընդունվել է 23.03.2018:
5. ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 16.09.2005 թ. «Էլեկտրական էներգիա արտադրող ընկերությունների կողմից առաքված էլեկտրական էներգիայի (հզորության) սակագների հաշվարկման մեթոդիկական հաստատելու մասին» N 125-Ն որոշումը:
6. ՀՀ հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 13.12.2017 թ. ««Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ի կողմից սպառողներին վաճառվող էլեկտրական էներգիայի և բաշխման ծառայության մատուցման սակագների հաշվարկման մեթոդիկական հաստատելու մասին» N 541-Ն որոշումը:
7. ՀՀ ՀԾԿՀ 18.08.2018 թ. N 289-Լ որոշմամբ հաստատված՝ ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական մեծածախ շուկայի նոր կառուցվածքի և էլեկտրական էներգիայի առևտրի հայեցակարգը, ՀՀ էներգետիկ անվտանգության ապահովման հայեցակարգը:
8. Российская Федерация, Федеральный закон об электроэнергетике, 12 марта 2003 года, <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102080839>
9. Правила определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), утвержденным постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 N 1179.
10. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. N 1178 (ред. от 30.06.2022) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике".
11. PSRC_Consulting_Services_Part_II_Report_FINAL_ARM_END, Հայաստանում էլեկտրաէներգետիկ համակարգի կարգավորման ոլորտում խորհրդատվական ծառայությունների մատուցման հաշվետվության երկրորդ փուլ, 2015:
12. European competitiveness report 2004"; Chapter 2, Section 2,2,1 " Justification for public intervention in R&D and instruments", Commission staff working document SEC (2004); ISBN 92-894-8227-3
13. <http://armeniannpp.am/en/info/hashvetvoutyoun.html>
14. <http://www.energyoperator.am/information.html>
15. <http://www.minenergy.am>
16. <https://elenergi.ru/v-chem-raznica-mezhdu-reaktivnoj-moshhnostyu-v-bytu-i-na-proizvodstve.html>

17. <https://studfile.net/preview/6438697/page:30/>
18. <https://www.adb.org/sites/default/files/project-document/76138/46941-014-arm-rrp.pdf>
19. <https://www.mek.am/en/pages/index/home/>
20. <https://www.optimumenergy.am/en/solutions/>
21. <https://www.psrc.am/contents/page/publications>
22. <https://electrocontrol.com.ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/kak-nachislyayut-oplatu-za-reaktivnuyu-moshhnost.html>

Руководитель исследовательской группы

МИКАЕЛ МЕЛКУМЯН

доктор экономических наук, профессор

Состав исследовательской группы

СУРЕН ПАРСЯН

кандидат экономических наук, доцент

ЗАРУИ МЕЛКУМЯН

кандидат экономических наук, доцент

ТАГУИ БАРСЕГЯН

кандидат экономических наук

МАРИАМ ТИТИЗЯН

аспирант АГЭУ

АМАЛИЯ БАГАРЯН

аспирант АГЭУ

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И УСТАНОВЛЕНИЯ ПЛАТЫ ЗА ОБСЛУЖИВАНИЕ

DOI: 10.52174/978-9939-61-268-3

ВВЕДЕНИЕ

Стимулирование промышленных потребителей к поддержанию оптимального для энергосистемы коэффициента потребителями реактивной мощности было введено еще в 30-х годах прошлого века, в период интенсивной индустриализации. Разработана гибкая система тарифных скидок и надбавок на электроэнергию. Главной целью уменьшения размеров потребления реактивной мощности в то время было стремление снизить затраты на строительство электрических сетей. Другими словами, за счет уменьшения количества реактивной мощности можно было сэкономить на пересечении напряжений и мощности трансформаторов.

Помимо активной мощности, вырабатываемой на электростанциях, реактивная мощность используется для передачи электроэнергии. Потребители электроэнергии используют активную и реактивную мощность одновременно. В электричестве отношение реактивной мощности к активной известно как коэффициент реактивной мощности.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ. Научной основой исследования послужили работы различных зарубежных авторов, относящиеся к реактивной энергетике. Однако научные работы, связанные с реактивной энергетикой в Республике Армения, не имеют экономического содержания, наоборот, в основном отражают генерацию реактивной энергии и технические характеристики, связанные с потерями. Основой для исследования послужили главным образом данные, предоставленные участниками рынка электроэнергии Республики Армения, а также ссылки в принятых государством правовых актах в отношении электроэнергии, в том числе активной и реактивной энергии. Поэтому для оценки целесообразности расчета потребности и отпуска реактивной электроэнергии, а также определения платы за услугу, в исследовании исполь-

зовалось сопоставление методов научного исследования, эмпирических методов исследования, общего метода научного познания, посредством которых изучены формулы расчета реактивной электроэнергии. В исследовании также использовался метод измерения, в частности, были представлены объемы потребления реактивной и активной электроэнергии в рамках примера электродвигателя, установленного в холодильнике. В ходе исследования применялся также метод анализа, с помощью которого изучались возможности производителей реактивной электроэнергии на рынке электроэнергии Республики Армения и динамика пиковых значений реактивной мощности.

Таким образом, с помощью вышеперечисленных методов мы получили возможность представить в исследовании предложения по изменению политики, проводимой государством на рынке электроэнергии, методом индукции сделать общие выводы из частных случаев и отметить факты, среди которых мы выделили существующие пробелы в законодательстве и представили рекомендации по решению проблемы.

Результаты исследования имеют как экономико-информационное, так и прикладное значение, поскольку в настоящее время Комиссия по регулированию общественных услуг и Министерство территориального управления и инфраструктуры Республики Армения вносят законодательные изменения по расчету реактивной электроэнергии и определения соответствующих административных правил.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. Проводились исследовательские работы относительно реактивной электроэнергии в Республике Армения, но они рассматривали с точки зрения производства и потребления электроэнергии, в основном в связи с работами технического характера. В частности, доцент технических наук Генри Абраамович Балабян в своих работах изучал реактивную электроэнергию: энергетические явления в цепях переменного тока, в том числе расчет цепей синусоидального тока, но для определения платы за потребление электроэнергии необходимо учитывать реактивную энергию с другой точки зрения. В рамках исследования мы рассмотрели реактивную электроэнергию с точки зрения экономики, в том числе посчитали необходимым изучить затраты на производство реактивной электроэнергии, расчеты потерь на этапах транспортировки реактивной электроэнергии, использование потребителями средств для преобразования реактивной энергии. Таким образом, для исследования упомянутых нами проблем мы в основном использовали зарубежные научные работы, из которых не получили прямых ответов, однако попытались отфильтровать необходимые формулы и представленные подходы.

Мы оценили важность расчетов по реактивной электроэнергии, начиная с норм, использовавшихся в СССР, и заканчивая их применением в настоящее время. Исследования по расчету и преобразованию реактивной электроэнергии проводились специалистами в области электроэнергетики Российской Федерации и Украины. В исследованиях об экономическом представлении реактивной мощности основной служили работы русского тепловизика Евгения Викторовича Аметистова⁴³, а также Б.А. Константинова и работа Г.З. Зайцева «Компенсация реактивной энергии»⁴⁴, опублико-

⁴³ https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%BC%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%B2,%D0%95%D0%B2%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%92%D0%B8%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87

⁴⁴ <https://profsector.com/media/catalogs/58daad2225ed2.pdf>

ванная в 1976 году, а также обзор, использованный в исследовании, основанный на анализе Арбузова, который используется в настоящее время в Украине.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА. В настоящее время на большинстве электростанций, производящих и поставляющих реактивную энергию, не ведется отдельный учет затрат, который позволил бы точно рассчитать суммы платы за потребление или тарифа на реактивную энергию. Поэтому необходимо внести соответствующее изменение в законодательное поле, регулирующее энергетическую политику, вопросы классификации, нормирования, учета и отчетности затрат на производство реактивной энергии. При этом была предложена новая методика расчета тарифа на реактивную электроэнергию.

Применение тарифов на реактивную энергию как средство энергосбережения

Активная электроэнергия — это полностью трансформируемая энергия, поступающая в цепь электроснабжения. Преобразование может происходить в тепловую или другие виды энергии, но суть остается той же: полученная электроэнергия не возвращается обратно к источнику.

Реактивная электроэнергия — это часть общей подводимой мощности, которая не используется для полезной работы. В настоящее время в системе электроснабжения Армении отсутствует отдельный расчет тарифа на реактивную энергию, а отдельные составляющие, связанные с ним, включаются в потери.

Киловатт (кВт) является основной единицей измерения активной мощности, а киловольт (кВр) — реактивной мощности. Базовая единица измерения активной энергии определяется как киловатт*час (кВтч), а реактивной энергии — киловольт*час (кВрч).

Основными потребителями реактивной энергии в системах электроснабжения являются трансформаторы, воздушные линии электропередач, асинхронные двигатели, индукционные электропечи, сварочные агрегаты и др.

Асинхронные двигатели являются основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях. На их долю приходится 65-70 процентов реактивной мощности, потребляемой предприятием. От 20 до 25 процентов потребляемой реактивной мощности приходится на трансформаторы общего назначения и около 10 процентов — на другие приемники и линии передачи⁴⁵.

Рассмотрим потребление реактивной мощности в быту. В частности, появляется все больше устройств, «позволяющих экономить» электрическую энергию дома за счет компенсации реактивной составляющей сети. Продавцы-консультанты очень интересно рассказывают об этих устройствах, их экономичности, дешевизне, возможности существенно экономить на счетах за электроэнергию. Вопреки рассказам продавцов-консультантов, реальность совершенно иная. В первую очередь это связано с тем, что энергокомпании не учитывают реактивную мощность, потребляемую бытовыми потребителями. Другими словами, страны не всегда рассчитывают реактивную мощность и потребность в ней. Кроме того, в быту часто используются мощные устройства: холодильники, кондиционеры, плиты и т. д., потребляющие большое количество реактивной электроэнергии, которую можно уменьшить с помощью компенсатора. Достаточно большим недостатком является также довольно большая периодичность изменения нагрузки (включения), так как очень часто в паспортах бытовых приборов не указывается cosφ, что очень затрудняет расчет реактивной составляющей. Рассмотр-

⁴⁵ <https://studfile.net/preview/6438697/page:30/>

рим небольшой пример. Предположим, что холодильник имеет электродвигатель с такими параметрами: $U_n = 220 \text{ В}$, $I_n = 2,5 \text{ А}$, $\cos\varphi = 0,9$. Суммарная мощность составит: $S=UI=220*2,5=550 \text{ ВА}$, а мощность активной энергии - $P = UI \cos\varphi = 220*2,5*0,9 = 495 \text{ Вт}$. Итак, посчитаем реактивную мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \triangleright Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{302500 - 245025} = \sqrt{54475} = 240 \text{ ВАр}$$

Иными словами, указанное выше примерно в два раза меньше актива.

Теоретически мы могли бы сконструировать компенсационное устройство, которое обеспечивало бы 240 В в ноль. Да, можем, но что, если холодильник выключен? Дело в том, что эти 240 Вар уже сгенерированы, компенсируя себя и отдавая их в сеть. Чтобы избежать такой ситуации, необходимо отключить компенсатор от сети. Делать такие операции вручную каждый раз бесперспективно, а автоматические двухпозиционные устройства становятся значительно дороже и экономия средств становится маловероятной⁴⁶.

До 1974 г. мерой степени компенсации реактивной мощности на территории Советского Союза считался средневзвешенный коэффициент $\cos\varphi$. Экономическое воздействие энергопередающих организаций на потребителей электроэнергии обеспечило широкую поддержку установки компенсационных устройств. В результате средневзвешенный коэффициент мощности по стране увеличился с 0,75 в 1947 г. до 0,93 в 1974 г.

Из-за несовершенства действовавших в то время нормативных документов и большинства компенсационных устройств использование реактивной энергии не было расчетным и понятным. Это было связано с тем, что потребители электрической энергии рассчитывались с энергопередающими организациями по средневзвешенному значению коэффициента реактивного потребления $\cos\varphi$ и были заинтересованы во включении компенсационных устройств на протяжении всего расчетного периода.

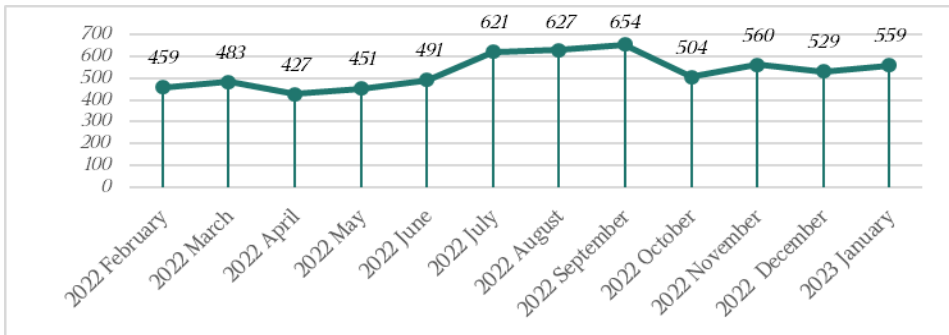


График 1 | Динамика пиковых значений реактивной мощности (МВАр) с 02.01.2021 по 01.01.2023 ЭТ РА

Представим ряд данных по реактивной мощности в РА, в частности, изучая динамику пиковых значений реактивной мощности ЭГ РА с 02.01.2021 по 31.01.2023, становится ясно, что при пиковой мощности она составит 654 МВАр в сентябре, а минимальная в апреле – 451 МВА в месяц (график 1.)

⁴⁶ <https://elenergi.ru/v-chem-raznica-mezhdu-reaktivnoj-moshhnostyu-v-bytu-i-na-proizvodstve.html>

Рассмотрим информацию об установках и каскадах реактивной электроэнергии в РА, в частности, максимум вырабатывается Разданской ТЭЦ, составляющей 350 МВАр, а минимум - Ереванской ТЭЦ, составляющей 110 МВАр.с.

Информация о станциях и каскадах, производящих максимальную выработку реактивной электроэнергии (МВАр)

Таблица 1

Название производственной станции/ каскада	Максимальная выработка реактивной электроэнергии
ЗАО "ААЭС"	260
Раздан 5	280
Разданская ТЭЦ	350
Ереванская ТЭЦ	110
ARMPower	120
ЗАО Международная энергетическая корпорация, Севан Раздан-Севан каскад	230
ЗАО «КонтурГлобал ГидроКаскад»	240
Всего	1590

Представляем наш анализ, основанный на годовом прогнозом балансе реактивной мощности электроэнергетической системы РА на период 02.01.2022-01.01.2023, в частности, согласно последнему реактивная мощность не будет вырабатываться на "Ереван -3» ГЭС и «Алаверди» 220кВ, а также солнечными электростанциями. Что касается объемов выработки реактивной энергии за указанный период, то больше всего прогнозируется на всех ГЭС - 1255,7 млн кВт·ч, затем на АЭС – 1052,2 млн кВт·ч и на всех ГЭС – 764,5 млн кВт·ч. Всего планируется произвести 6198,8 млн кВт·ч.

В результате отсутствия подключения к минимуму активной нагрузки в энергосистеме (особенно в ночное время) участилась постоянная двойная компенсация реактивной электроэнергии, что повлияло на увеличение потерь электроэнергии и усложнение процессов регулирования напряжения в энергосистеме, системе питания. Другими словами, в результате разных объемов потребления в дневное и ночное время значительно увеличиваются расходы на реактивную электроэнергию. Плата за потребление и производство реактивной электроэнергии определяется тремя составляющими:

$$П = П1 + П2 - П3$$

где:

П1 - базовая плата за потребление и выработку реактивной электроэнергии;

П2 - доплата за недостаточное насыщение электрической сети потребителя средствами компенсации реактивной мощности.

В случае участия потребителя в оптимальном суточном регулировании режимов сети энергоснабжающей организации в расчетный период П3 - скидка на потребление реактивной электроэнергии и плата за генерацию.

Базовая плата за потребленную и выработанную реактивную электроэнергию определяется по формуле:

$$П = \{n^*\} (WQ_{сп} + K * WQ_{общ}) * D * T \text{ (драм.)}$$

где:

n - количество точек расчета реактивной энергии;

WQsp - потребление реактивной энергии в расчетном периоде в точке учета, Киловар·год (объем потребления реактивной энергии в течение года);

WQc - выработка реактивной энергии в сети энергоснабжающей организации в точке учета отчетного периода, Киловар· год;

K - нормативный коэффициент учета потерь энергосистемы от выработки реактивной электроэнергии из сети потребителя;

Д - ЕЕРП, характеризует сечение влияния реактивного потока в расчетном режиме на точку учета технико-экономических показателей, Киловатт/Киловар;

T - средняя цена фактической покупки электроэнергии, сложившаяся за расчетный период (рассчитанная в соответствии с нормативными документами), драм/Киловатт·час.

Доплата за недонасыщение электрической сети потребителя за счет компенсации реактивной мощности определяется по формуле:

$$П2 = П1 * Сбаз * (Kj - 1),$$

где:

П1 - общий базовый платеж;

Сбаз = 1,0 - нормативное базовое значение коэффициента стимулирования капитальных вложений за счет компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителя;

K j - коэффициент, выбираемый из установленной таблицы в зависимости от фактического коэффициента мощности потребителя tgj в среднем расчетном периоде;

$$tg j = WQcp / WP,$$

где:

WP - активное потребление электроэнергии в текущем периоде, Киловатт;

WQsp - потребление реактивной электроэнергии за тот же период, киловар. год.

В случае, если значение tg J больше 2,00, для выбора Kj принимается tgj = 2,00.

Дисконтирование (неуплата или частичная оплата) платы за потребление и выработку реактивной электроэнергии может иметь место в следующих случаях:

- при достаточном пополнении электрической сети потребителя средствами компенсации реактивной мощности;
- при наличии зонального учета потребляемой и вырабатываемой электроэнергии;
- при наличии суточного графика потребления, определяемого энергоснабжающей организацией, потребителем и осуществлении выработки электроэнергии и ее оперативном контроле.

Графики потребления и выработки, а также размеры скидок согласовываются в договоре⁴⁷.

Понимание природы активной и реактивной энергии позволяет правильно рассчитать экономический эффект от установки различных компенсирующих устройств для снижения потерь реактивной нагрузки. По статистике эти устройства позволяют физическим и юридическим лицам увеличить значение cosφ с 0,6 до 0,97. При этом устройство автоматической компенсации позволяет экономить до трети электроэнергии, поставляемой потребителям. Значительно снижая потери тепла, увеличивается срок службы производственного оборудования и машин. Конечно, в результате уменьшается сумма затрат на готовую продукцию.

⁴⁷ заместитель главного государственного инспектора Украины по энергетическому надзору Е. Л. Арбузов <https://electrocontrol.com.ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/kak-nachislyayut-oplatu-za-reaktivnyuyu-moshhnost.html>

Для потребителей без приборов учета значение C_{Q3} определяется как

$$C_{Q3} = d_1 T_{MQ3} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1.$$

Тарифы на электроэнергию дифференцированы по четырем уровням напряжения сети, к которой подключен потребитель. При этом предельные значения t_g составляют соответственно 0,5, 0,4 и 0,35 кВ для сетей напряжением 110 (154) кВ, 6-35 кВ и 0,4 кВ.

где:

d_1 – плата за использование реактивной электроэнергии, драм/киловар в час;

T_{Q3} – максимальная реактивная мощность при потреблении, не превышающем экономического значения годовое количество часов использования;

K_1 – коэффициент удорожания компенсирующих устройств.

Для расчета тарифа на реактивную энергию можно использовать универсальный подход средних затрат, а именно:

$$R_{\text{тариф}} = (\sum_{i=1}^n (n-1)^i \cdot [R_{\text{cost}} / Q_{(R)}]) + P + T,$$

где:

R тариф – тариф на реактивную энергию;

R_{cost} – затраты на производство реактивной энергии;

QR – объем производства реактивной энергии;

i – виды затрат на производство реактивной энергии;

P – норма рентабельности;

T – налоги.

Относительно расчета затрат на активную и реактивную энергию, следует отметить, что согласно письму ЗАО «Международная энергетическая корпорация», компания не ведет раздельного учета затрат по произведенной активной и реактивной энергии, поэтому она охватила затраты, включенные в утвержденный тариф на 2022-2023 годы и необходимые распределяемые прочие статьи доходов в определенной пропорции к составляющим активной и реактивной энергии, результаты которых представлены ниже:

Таблица 2

	Компонент активной энергии (млн драм)	Компонент реактивной энергии (млн драм)	Итого
Материальные затраты	129,7	30,4	160,1
Амортизация	1097,5	257,4	1354,9
Затраты на ремонт	379,8	89,1	468,9
Расчеты с персоналом (зарплата)	938,8	220,2	1159,0
Прочие расходы	253,0	59,3	312,3
Годовой лицензионный сбор	12,2	2,9	15,0
Невозмещаемые налоги	3,2	0,8	4,0
Обязательные расчетные сборы	5,7	1,3	7,0
Приобретенная электроэнергия	122,6	28,8	151,4
Возврат заемных средств на реабилитацию Канакерской ГЭС	330,5	77,5	408,0
Расходы, связанные с получением кредита	48,4	11,4	59,8
Прибыль	2738,2	642,3	3380,5
Итого	6059,6	1421,4	7480,9

Распределение расходов и других необходимых статей доходов по активным и реактивным составляющим энергии осуществлялось на основании средневзвешенного мощностного коэффициента ($\cos\varphi$) гидроагрегатов каскада ГЭС «Севан-Раздан», который показывает, какая часть суммарной энергии, вырабатываемой в результате работы гидроагрегата, составляет активную энергию. Согласно техническим характеристикам гидроагрегатов компании, их средневзвешенный коэффициент мощности составляет 0,81. Исходя из этого соотношения, распределение затрат и других необходимых статей доходов по активным и реактивным составляющим энергии осуществлялось в следующей пропорции: 81 процент отводился на активную энергию, а остальные 19 процентов - на реактивную энергию.

Относительно дополнительных затрат, необходимых для производства реактивной энергии, следует отметить, что проблема дополнительных затрат возникает, когда гидроагрегаты предприятия должны работать с меньшим коэффициентом мощности, чем предусмотрено их техническими условиями на поставку реактивной энергии, требуемой ЗАО «Оператор электроэнергетических систем». Например, в соответствии с годовым прогнозным балансом реактивной мощности на 2022-2023 тарифный год, представленным ЗАО «Оператор электроэнергетических систем», для выдачи требуемой реактивной мощности компании в апреле, июле, сентябре и октябре 2022 года гидроагрегаты компании должны были работать с коэффициентом мощности 0,69, 0,75, 0,63 и 0,44, соответственно.

В случае эксплуатации гидроагрегатов компании с коэффициентом ниже предусмотренного их техническими условиями, с одной стороны, увеличивается количество эксплуатируемых гидроагрегатов, что приводит к увеличению их эксплуатационных затрат, а с другой стороны, увеличивается удельный расход воды, в результате чего вырабатывается меньше активной энергии. Расчет затрат на производство реактивной энергии не завершен и требует дальнейшего изучения.

С другой стороны, следует отметить, что согласно письму ЗАО «КонтурГлобал ГидроКаскад» за последние 7 лет было произведено следующее количество реактивной энергии:

Таблица 3

дата	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
млн кВтч	505,7	577,9	457,8	364,1	240,1	422,9	175,4

Прогнозируется, что к концу 2022 года ожидается производство 197,4 млн кВтч.

Компания эксплуатирует Воротанскую ГЭС, производство реактивной электроэнергии которой в основном совмещено с производством активной электроэнергии, за исключением тех случаев, когда, исходя из потребностей системы, производится только реактивная электроэнергия по заявке оператора (в основном на ночь), в этом случае возникают дополнительные расходы и убытки.

Индивидуальная выработка реактивной мощности, не объединенная с выработкой активной мощности, составляет около 20-30 процентов от общей выработки реактивной мощности. В этом случае оборудование подвергается износу так же, как и в случае активного производства электроэнергии, за которое, однако, компания не платит. В частности, когда водородный генератор вырабатывает в основном реактивную

электроэнергию без сопряжения с активной выработкой электроэнергии, каждый работающий водородный генератор теряет примерно 1 МВт эквивалента активной энергии воды (потери на холостом ходу), а также потребляет электроэнергию на собственные нужды (система охлаждения, система давления масла, система сжатого воздуха и т.д.). Отмечается также, что отдельного расчета выработки реактивной электроэнергии не производилось.

Для производства реактивной энергии компания уже заменила систему возбуждения Татевской и Шамбской ГЭС при финансировании банка KFW в рамках Программы технического перевооружения Воротанского каскада. В настоящее время компания проводит открытый тендер на замену системы возбуждения Спандарянской ГЭС, результаты которого будут доложены Комиссии по регулированию общественных услуг. Также было отмечено, что эти инвестиции заложены в бюджете компании на 2022-2024 годы стоимостью 410 млн драмов в утвержденной инвестиционной программе ОПБО.

Следует отметить также, что в условиях вступившей в силу с 1 февраля 2022 года модели либерализации энергетического рынка «Ереванская ТЭЦ» выполняет функцию балансирования рынка, то есть это государственное предприятие обязано производить необходимое количество активной и реактивной энергии, обнуляя фактические отклонения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Таким образом, с точки зрения энергосбережения, деловой и социальной справедливости было бы уместно заказчику либо платить за фактически потребленную им реактивную энергию, либо устанавливать за свой счет компенсационные устройства, что достаточно дорого. В противном случае получается, что бремя затрат пользователей современного и мощного оборудования в виде убытка ложится на всех абонентов.

Head of research team

MIKAYEL MELKUMYAN

Doctor of Sciences, Professor

Members of research team

SUREN PARSYAN

PhD in Economics, Associate Professor

ZARUHI MELKUMYAN

PhD in Economics, Associate Professor

TAGUHI BARSEGHYAN

PhD in Economics

MARIAM TITIZYAN

PhD student at ASUE

AMALYA BAHARYAN

PhD student at ASUE

***STUDY OF DIFFERENTIATION OF ELECTRICITY TARIFFS
AND ESTABLISHMENT OF SERVICE FEES***

DOI: 10.52174/978-9939-61-268-3

INTRODUCTION

The research analyzes the current state of the RA electricity market and presents the legislative regulation of the sector, as well as the main provisions of the tariff policy in the RA electricity system. In particular, the methodology of calculating electricity tariffs (capacity) supplied by electricity generating companies, the methods of calculating electricity tariffs for electricity sold to the consumers by "Electric Networks of Armenia" CJSC, distribution service fee, the necessary income of a licensee and the method of calculating the tariff margin have been viewed. The dynamics of electricity tariffs for 1997-2022 have been analyzed, the factors influencing the latter have been identified, the electricity supplied by "ENA" CJSC is presented in enlarged groups, and the percentage distribution of productive supply of 20 high-cost consumers of electricity by 2021 per activity areas have been introduced. Tariffs for the sale of electricity supplied from electricity generating stations by using renewable energy resources in the territory of the Republic of Armenia have been analyzed, the impact of differentiated tariffs, relevancy and impact of setting differential tariffs and service fees on the electricity market participants have been considered. The world practice of applying differentiated electricity tariffs has been studied.

The most of the reactive energy producing and supplying power plants do not keep separate accounting of costs, which would allow to accurately calculate the amounts of the consumption fee or tariff for reactive energy. Therefore, it is necessary to implement corresponding changes in the legislative field regulating the energy sector, which would settle the issues of classification, rationing, accounting and reporting of costs incurred on the production of reactive energy.

LITERATURE REVIEW. The theoretical and methodological basis for solving the tasks set in the study are the main provisions of classical and modern theories of economics, the works of domestic and foreign researchers, legislative regulation of the sphere and by-laws. Research has been carried out in connection with reactive electricity in the Republic of Armenia, but it was considered from the point of view of generation and consumption of electricity, mainly in connection with the latest work of a technical nature. In particular, Associate Professor of Technical Sciences Henry Balabanyan in his works studied reactive electricity-energy phenomena in alternating current circuits, including the calculation of sinusoidal current circuits, however, in order to establish a charge for electricity consumption, it is necessary to consider reactive energy from a different point of view. In particular, within the framework of the study, we considered reactive electricity from the point of view of economics. Moreover, we found it necessary to study the costs of producing reactive electricity, calculating losses at the stages of transporting reactive electricity, and the use by consumers of tools for converting reactive energy. Thus, to study the problems we mentioned, from the information we received, we tried to filter out the formulas and approaches we needed.

We have assessed the importance of calculations on reactive electricity, starting with the norms applied in the USSR and ending with their application today. Studies on the calculation and conversion of reactive electricity were carried out by specialists of the electric power industry of the Russian Federation and Ukraine. In connection with the economical representation of reactive energy, which found a place in the study, the basis was mainly the work of the Russian thermophysicist Evgeny Ametistov, as well as the work of B.A. Konstantinov and the work "Compensation of reactive energy" by G.E. Zaitsev was published in 1976, and the resolutions used in the study are based on the analysis of Arbuzov, currently used in Ukraine.

RESEARCH METHODOLOGY. The following research methods served as the basis for scientific research: The scientific basis for the study were the works of various foreign authors related to reactive energy. Unfortunately, in the Republic of Armenia, scientific works connected with the latter have no economic content, on the contrary, they mostly reflect the technical characteristics associated with the emergence and losses of reactive electric energy. The basis for the research was mainly data provided by the participants of the electricity market of the Republic of Armenia, as well as data provided by the state, including references in legal acts adopted in relation to active and reactive energy, therefore, in order to assess the feasibility of calculating the supply and demand of reactive electricity, as well as the establishment of service fees, the research used scientific research methods, empirical research methods of the general method of scientific cognition-comparison, with which a number of calculation formulas reactive electricity were studied. The research also used a measurement method, in particular, the volumes of consumption of reactive and active power were presented within the framework of the example of an electric motor installed in a refrigerator.

Application of Reactive Power Tariffs as a Way of Energy Saving

The main goal of reducing the size of reactive power consumers in 30s of the last century was the effort to reduce the costs of building electrical networks. In other words, by reducing the amount of reactive power, it was possible to save on the intersection of voltages and power of transformers.

In addition to active power generated in power plants, reactive power is used to transmit electricity. Power consumers use active and reactive power at the same time. In electricity, the ratio of reactive to active power is known as the reactive power factor.

Currently, most of the reactive energy producing and supplying power plants do not keep separate accounting of costs, which would allow to accurately calculate the amounts of the consumption fee or tariff for reactive energy. Therefore, it is necessary to implement corresponding changes in the legislative field regulating the energy sector, which would settle the issues of classification, rationing, accounting and reporting of costs incurred on the production of reactive energy.

At the same time, a new methodology for calculating the reactive electricity tariff has been recommended.

Active electricity is fully transformable energy that enters the electricity supply chain. The transformation can take place in the form of heat or other types of energy, but the content remains the same: the received electricity does not return back to the source.

Reactive electricity is the part of the total input power that is not used for useful work. Currently, no separate calculation of the reactive energy tariff is being conducted in the electricity supply system of Armenia; individual components related thereto are included in the losses.

The main consumers of reactive energy in power supply systems are transformers, overhead power lines, asynchronous motors, induction electric furnaces, welding units, etc.

Asynchronous motors are the main consumers of reactive power in industrial enterprises. They account for 65-70 percent of the reactive power consumed by the enterprise. About 20-25 percent of reactive power consumption is accounted for utility transformers and about 10% - for other receivers and transmission lines⁴⁸.

Now let's discuss the consumers of reactive power in the household. In particular, there are more and more devices and equipment that "allow to save" electrical energy at home by compensating the reactive component of the network. Sales consultants express interesting ideas about those devices, their cost-efficiency, low cost and possibility of significant savings on electricity bills. Contrary to the stories of sales consultants, the reality is completely different. This is primarily due to the fact that energy companies do not take into account the reactive power consumed by residential consumers. In other words, not always do the countries calculate the reactive power and demand for it. Besides, very powerful devices are currently used very often in everyday life: refrigerators, air conditioners, stoves, etc., which also consume large amount of reactive power, that can be reduced with the help of a compensator. A rather large disadvantage is quite a large frequency of load changes (off - on), since very often $\cos \varphi$ is not indicated in the passports of household appliances, which makes it very difficult to calculate the reactive component. Let's consider a small example. Assuming that an electric motor with such parameters is installed in the refrigerator: $U_H = 220$ В, $I_H = 2,5$ А, $\cos \varphi = 0,9$. The full capacity will be: $S = UI = 220 * 2,5 = 550$ ВА, and the active power capacity: $P = UI \cos \varphi = 220 * 2,5 * 0,9 = 495$ Вт: So, let's calculate the reactive power:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \triangleright Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{302500 - 245025} = \sqrt{54475} = 240 \text{ВАр}$$

⁴⁸ <https://studfile.net/preview/6438697/page:30/> 01.11.2022

That is, the above stated value is about twice less than that of fixed in the active power.

Theoretically, we could design a compensation device that would provide 240V to zero. Yes we can, but what if the fridge is off? The thing is that 240 V has already been generated and by compensating itself passes to the network. To avoid this situation, it is necessary to disconnect the compensator from the network. Doing such operations manually every time is futile, whereas automatic two-position devices get significantly expensive and cost saving becomes next to impossible⁴⁹.

Unfortunately, at present, most of the power plants that produce and supply reactive energy do not keep a separate accounting of costs that would allow to accurately calculate the amounts of the consumption fee or tariff for reactive energy. Therefore, it is necessary to make corresponding adjustments to the legislative field that regulates energy sector, which would regulate the issues of classification, rationing, accounting and reporting of costs incurred on the production of reactive energy.

Firstly, let us introduce some data on reactive energy in the Republic of Armenia; in particular, when studying the dynamics of the peak values of the reactive power of the RA EPP from 01/02/2022 to 31/01/2023, it becomes clear that in the case of peak power it will be 654 MVAR in September, and the lowest will be 427 MVAR in April (see Figure 1).

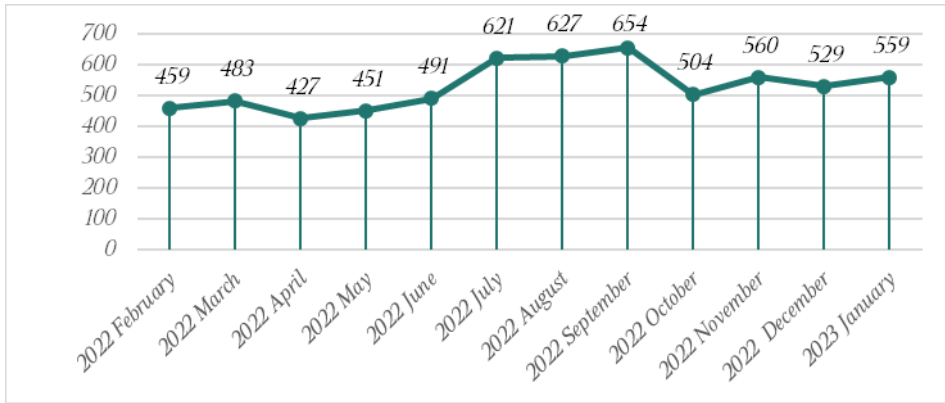


Figure 1

The dynamics of the reactive power peak values (MVAR) from 01/02/2022 to 31/01/2023 in the RA EPP

Now let us discuss the information about reactive electricity producing plants and cascades in RA, particularly, the maximum of it is produced by Hrazdan Thermal Power Plant, making 350 MVAR, and the minimum - by Yerevan Thermal Power Plant, making 110 MVAR.

⁴⁹ <https://elenergi.ru/v-chem-raznica-mezhdu-reaktivnoj-moshhnostyu-v-bytu-i-na-proizvodstve.html>
01.11.2022

⁵⁰ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application
https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

Information on plants and cascades producing the maximum output of reactive electricity (MVar) Table 1

Name of the production plant / cascade	Maximum output of reactive electricity
Armenian Nuclear power plant	260
HRAZDAN 5	280
Hrazdan Thermal Power Plant	350
Yerevan Thermal Power Plant	110
ARMPower	120
Sevan–Hrazdan Cascade	230
Contour Global Hydro Cascade – wind power plant	240
Total	1590

We also present our analysis based on the annual forecasted balance of the reactive power of the RA electric power system for the period of 01/02 2022- 01/01/2023, particularly according to the latter, reactive power will not be produced by "Yerevan-3" HPP and "Alaverdi" 220kV, as well as by Solar Plants. As for the volumes of reactive energy production during the mentioned period, it is mostly predicted to be produced by all TPPs: 1255.7 million KVAR/h, then by NPP: 1052.2 million KVAR/h⁵¹, and by all HPPs: 764.5 million KVAR/h. In total, it is planned to produce 6198.8 million KVAR/h.

As a result of not connecting to the minimum of the active load in the power system (especially at night), constant double compensation of reactive electricity has become frequent, which affects the increase of electric power losses and the complication of voltage regulation processes in the power system. In other words, as a result of different consumption volumes during the day and night, the expenditures on reactive electricity increase significantly. Reactive electricity consumption and production fee is determined via three components:

$$P = P 1 + P 2 - P 3$$

where:

- P 1 is the basic fee for consumption and generation of reactive electricity,
- P 2 is the surcharge for insufficient saturation of the consumer's electric network by means of reactive power compensation,
- P 3 is the discount of the reactive electricity consumption and generation fee in case of the consumer's participation in the optimal daily regulation of the network modes of the energy supply organization during the calculation period.

The basic charge for consumed and generated reactive electricity is determined through the following formula:

$$P 1 = \{n*\} (WQ_{con} + K * WQ_{gen}) * D * T \text{ (drams)}$$

where n is the number of reactive energy calculation points.

WQ_{con} - consumption of reactive energy in the calculation period at the billing point, Kilovar year (volume of reactive energy consumption during the year),

⁵¹ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

WQ_{gen} - generation of reactive energy in the network of the energy supply organization at the billing point of the calculation period, Kilovar year,

K - the norm coefficient for accounting the losses of the power system resulted from the generation of reactive electricity from the consumer's network,

D - EEPИ characterizes the share of the reactive flow influence in the calculation mode at the billing point of technical and economic indicators, Kilowatt / Kilovar

T is the average price for the actual purchase of electricity formed during the calculation period (calculated in accordance with normative documents), AMD / Kilowatt hour.

The surcharge for undersaturation of the consumer's electric network by means of reactive power compensation is determined through the following formula:

$$P_2 = P_1 * C_{base} * (K_j - 1)$$

where:

Π is the total basic charge

$C_{base} = 1,0$ - the normative base value of the coefficient of capital investments promotion by means of compensation of reactive power in the consumer's electric networks,

K_j - the coefficient, which is selected from the specified table, depending on the actual coefficient of the consumer's power tg_j , in the average calculation period:

$$tg_j = WQ_P / WP$$

where:

WP - active electricity consumption for the current period, Kilowatt.

WQ_P - reactive electricity consumption for the same period, Kilovar/year

In the case when the value of tg_j is higher than 2,00 K_j for the selection we take $tg_j = 2,00$

Discounting (non-payment or partial payment) of reactive electricity consumption and generation fee may occur in the following cases:

In case of sufficient replenishment of the consumer's electric network with the equipment of reactive power compensation,

In case of availability of zonal calculation of the consumed and generated electrical energy,

In case of daily schedule and electricity generation performance and its operational control by the consumer as regard to energy supplying organization.

The consumption and generation schedules, as well as the discount amounts, are agreed upon in the contract⁵².

When understanding the nature of the active and reactive energy it becomes possible to accurately calculate the economic efficiency and to minimize the loss of reactive load through the installation of different compensation devices. According to the statistics, those devices enable the physical and economic entities to increase the value $\cos \varphi$ from 0.6 to 0.97. Thereby, the automatic compensation device allows saving up to a third of the electricity supplied to consumers. By significantly reducing heat loss, it increases the service life of equipment and machines products. As a result of all these, the amount of expenses spent on the finished products surely decreases.

⁵² <https://electrocontrol.com.ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/kak-nachislyayut-oplatu-za-reaktivnyuyu-moshhnost.html> 01.11.2022

To present the calculation formula, we apply the principle of ensuring the necessary profit, which has wide application: In particular to calculate the reactive energy tariff the universal approach for average costs can be used:

$$R_{tariff} = (\sum_{n=1}^i R_{cost}/Q_R) + P + T$$

where:

- R_{tariff} is the reactive power tariff,
- R_{cost} is the cost of generating reactive power,
- Q_R is the volume of reactive power generation,
- i are types of costs incurred on reactive power generation,
- P is the profitability rate,
- T are taxes.

As to the calculation of the active and reactive energy costs, it is worth mentioning, that according to the letter of "International Energy Corporation" CJSC⁵³, the company does not carry out a separate accounting of costs per active and reactive energies produced, therefore, the company has distributed the costs included in the approved tariff for 2022-2023 and other items of necessary income in a certain proportion to the components of active and reactive energies, the results of which are presented below (see table 2.2).

The costs of "International Energy Corporation" CJSC included in the approved tariff for 2022-2023⁵⁴

Table 2

	Active energy component (million drams)	Reactive energy component (million drams)	Total (million drams)
Material costs	129,7	30,4	160,1
Depreciation	1097,5	257,4	1354,9
Repair costs	379,8	89,1	468,9
Settlements with personnel (salary)	938,8	220,2	1159,0
Other costs	253,0	59,3	312,3
Annual license fee	12,2	2,9	15,0
Non-recoverable taxes	3,2	0,8	4,0
Mandatory settlement fees	5,7	1,3	7,0
Purchased electricity	122,6	28,8	151,4
Return of the borrowed funds for the rehabilitation of the Kanaker HPP	330,5	77,5	408,0
Costs related to raising a loan	48,4	11,4	59,8
Profit	2738,2	642,3	3380,5
Total	6059,6	1421,4	7480,9

The distribution of expenses and other necessary revenue items according to active and reactive energy components was carried out based on the weighted average power coefficient (cosφ) of the hydro units of the "Sevan-Hrazdan" cascade HPPs⁵⁵, which shows

⁵³ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

⁵⁴ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

⁵⁵ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application

what part of the total energy produced as a result of the hydro unit operation constitutes the active energy. According to the technical specifications of the company's hydroelectric units, their weighted average power factor is 0.81. Based on this ratio, the distribution of costs and other necessary revenue items according to active and reactive energy components was carried out in the following proportion: 81 percent was allocated to active energy and the remaining 19 percent - to reactive energy.

Regarding the additional costs necessary for the production of reactive energy, we should note that the problem of additional costs arises when the company's hydro units must work with a lower capacity factor than is provided for in their technical specifications for the supply of reactive energy required by "Electric Power System Operator" CJSC⁵⁶. For example, per the annual projected balance of reactive power for the tariff year 2022-2023 presented by "Electric Power System Operator" CJSC, to supply the required reactive power of the Company in the months of April, July, September and October 2022, the Company's hydro units should have operated with 0.69, 0.75, 0.63 and 0.44 power factors, respectively.

On the other hand, we would like to inform that, according to the letter of "ContourGlobal Hydro Cascade" CJSC the following amount of reactive energy has been produced over the past 7 years(see table 2.3).

Amount of reactive energy of ContourGlobal Hydro Cascade" CJSC has been produced over the past 7 years⁵⁷

Table 3

Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mln KVAR/h	505,7	577,9	457,8	364,1	240,1	422,9	175,4

It is anticipated to produce 197.4 million kVAR/h by the end of 2022.

The company operates Vorotan HPP⁵⁸, the production of reactive electricity of which is mainly combined with the production of active electricity, except for those cases when, based on the needs of the system, only reactive electricity is produced at the request of the operator (mainly at night hours), in which case additional costs and losses arise.

Individual reactive power generation, which is not combined with active power generation, accounts for about 20-30 percent of the total reactive power generation. In this case, the equipment is subjected to wear and tear in the same way as in the case of active electricity production, for which, however, the company is not paid. In particular, when a hydrogen generator produces mainly reactive electricity without coupling to active electricity generation, each operated hydrogen generator loses water equivalent to approximately 1 MW active energy (idle loss), and also electricity for own needs is consumed (cooling system, oil pressure system, compressed air system, etc.). For additional information it has been reported that no separate calculation of reactive power generation has been conducted.

For the reactive energy production the company has already replaced the excitation system of the Tatev and Shamb HPPs within the frame of the Vorotan Cascade Technical

⁵⁶ <https://www.adb.org/sites/default/files/project-document/76138/46941-014-arm-rrp.pdf>

⁵⁷ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

⁵⁸ https://www.contourglobal.com/sites/default/files/2021-04/2020_annual_report_contourglobal_plc_1_0.pdf

Re-equipment Program upon the financial support of KFW bank⁵⁹. Currently, the company is holding an open tender for the replacement of the excitation system of the Spandaryan hydroelectric plant, the results of which will be reported to the Public Services Regulatory Commission as soon as known. It was also mentioned that the abovementioned is included in the company's approved investment program for 2022-2024 with the cost of AMD 410 million⁶⁰.

It should be also noted that under the conditions of the energy market liberalization model that came into force on February 1, 2022, Yerevan TPP takes on the function of balancing the market, that is, this state-owned enterprise is obliged to produce the required amount of active and reactive energy, zeroing actual deviations.

Conclusion

As a result of the research conducted within the framework of this article, for each conclusion we present proposals for solving the corresponding problem, which are as follows`

1. Thus, it can be inferred that the largest distinguished consumer group after population is the industrial sector. Therefore, the idea of having differentiated tariffs is primarily relevant to consider in case of industrial organizations. Differentiated electricity tariff setting particularly for the industrial organizations in processing sector could considerably boost the competitiveness of the mentioned branch not only in the domestic but also in foreign markets. It is worthwhile mentioning, that the solar energy sector is full of rather promising perspectives for the RA economy and for the energy sector on the whole.
2. The Strategic Program for the Development of the energy sector of the Republic of Armenia, approved by Annex No. 48-L to the decision of the Government of the Republic of Armenia dated January 14, 2021, provides for the introduction of new mechanisms for adjusting tariffs for reactive energy, but currently no legal act of the Republic of Armenia provides for regulation of the latter, Therefore, we consider it necessary, first of all, to establish the term "reactive energy" in the main legal act of the energy sector in the Republic of Armenia, in the RA Law "On Energy" and in other normative acts arising from the said law, to establish regulations concerning the mechanisms for calculating reactive energy, including with separation for individuals and legal entities persons.
3. The deadline for the event "introduction of tariffs for reactive energy for electricity consumers", provided for in paragraph 4.3.2 of the program-schedule of strategic development of the energy sector of the Republic of Armenia (until 2040), approved by Annex No. 48-l to the decision of the Government of the Republic of Armenia dated January 14, 2021, is scheduled for December 2022, therefore we propose to discuss the issue of postponement the latter at least until 2025, because we believe that the transition to the calculation of reactive energy in the Republic of Armenia should be phased, in particular, we consider it expedient, first of all, having studied international experience, to introduce in the

⁵⁹ <http://www.minenergy.am/en/page/533>

⁶⁰ Official information provided by the Public Services Regulatory Commission on the basis of an application https://drive.google.com/file/d/1vkOIUaSqgdh5rZ4h2_Hy3CJL2rhws2DG/view

Republic of Armenia the appropriate legal framework for calculating reactive energy, then to implement an experimental program in organizations with the highest and lowest demand in the RA, after which, only depending on the results obtained, as a result of obtaining average figures, to gradually extend to other organizations, operating in the Republic of Armenia.

4. Considering that the average citizen has no idea that energy dissociates into active and reactive energy, we consider it appropriate to conduct large-scale events in parallel with pilot programs in the Republic of Armenia to inform about the existence of reactive energy, the need for its calculation, the emergence of supply and demand, as well as to assess the advantages and disadvantages of calculating reactive energy for organization residing in the RA, including the possibility of using means of compensation and replacement of reactive energy.

The above proposals in no way undermine the interests and balance of either business or citizens, the state of things remains.

Hence, from the prospect of energy saving, business and social justice, it would be relevant that the customer should either pay for his/her factually consumed reactive energy or should install compensation devices with his/her own financial means, which are rather expensive. Otherwise, it turns out that the burden of costs for users of modern and powerful equipment falls on all customers in the form of loss.

Հերագորական խմբի ղեկավար՝

ՄԻՔԱՅԵԼ ՄԵԼՔՈՒՄՅԱՆ

յնպրեսագիտության դոկտոր, պրոֆեսոր

Հերագորական խմբի անդամներ՝

ՍՈՒՐԵՆ ՊԱՐՍՅԱՆ

յնպրեսագիտության թեկնածու, դոցենտ

ԶԱՐՈՒՀԻ ՄԵԼՔՈՒՄՅԱՆ

յնպրեսագիտության թեկնածու, դոցենտ

ԹԱԳՈՒՀԻ ԲԱՐՍԵՂՅԱՆ

յնպրեսագիտության թեկնածու

ՄԱՐԻԱՄ ՏԻՏԻՋՅԱՆ

ՀՊՏՀ ասպիրանտ

ԱՄԱԼՅԱ ԲԱՀԱՐՅԱՆ

ՀՊՏՀ ասպիրանտ

**ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍԱԿԱԳՆԵՐԻ ՏԱՐԲԵՐԱԿՄԱՆ ԵՎ
ՍՊԱՍԱՐԿՄԱՆ ՎՃԱՐՆԵՐԻ ՍԱՀՄԱՆՄԱՆ
ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅՈՒՆ**

Խմբագիր՝ *Արմինե Վարդանյան*

Տեխնիկական խմբագիր

և ձևավորող՝ *Նաիրա Խչեյան*

Էջադրումը՝ *Սյուզաննա Բոյաջյանի*

Չափա՝ 70×108¹/₁₆:

7 տպ. մամուլ:

Տպաքանակ՝ 100:

ՀՊՏՀ «ՏՆՏԵՍԱԳԵՏ» հրատարակչություն

Երևան, Նալբանդյան 128

010 59 34 37