



# РІЧНИЙ ЗВІТ

# 2017

ПРО РЕЗУЛЬТАТИ ДІЯЛЬНОСТІ НАЦІОНАЛЬНОЇ КОМІСІЇ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

БЕРЕЗЕНЬ 2018





Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики  
та комунальних послуг

Звіт

про результати діяльності

Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах  
енергетики та комунальних послуг,

у 2017 році

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює  
державне регулювання у сферах енергетики та  
комунальних послуг

23 березня 2018 року № 360

2018

## ЗМІСТ

1.	ІНФОРМАЦІЯ ПРО НКРЕКП .....	7
2.	ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА.....	29
<b>2.1.</b>	<b>Загальна інформація.....</b>	<b>29</b>
2.1.1.	Загальний опис електроенергетичного сектору .....	29
	<i>Ключові проблеми галузі .....</i>	<i>32</i>
2.1.2.	Реформування ринку електроенергії .....	32
2.1.3.	Основні зміни за рік. Ключові виклики у 2017 році та заходи, вжиті НКРЕКП для вдосконалення функціонування ринку електроенергії.....	35
<b>2.2.</b>	<b>Регулювання природних монополій у сфері електроенергетики .....</b>	<b>42</b>
2.2.1.	Відокремлення операторів .....	42
2.2.2.	Функціонування мереж .....	44
	<i>Балансування в ОЕС України .....</i>	<i>44</i>
	<i>Безперервність, надійність електропостачання, якість електроенергії .....</i>	<i>47</i>
	<i>Витрати в мережах .....</i>	<i>49</i>
	<i>Приєднання до мереж .....</i>	<i>50</i>
2.2.3.	Цінове регулювання.....	53
	<i>Тарифи на послуги з передачі електричної енергії та послуги централізованого диспетчерського управління .....</i>	<i>53</i>
	<i>Тарифи на розподіл .....</i>	<i>55</i>
2.2.4.	Доступ до міждержавних мереж.....	61
	<i>Опис міждержавних зв'язків .....</i>	<i>61</i>
	<i>Розподіл пропускної спроможності .....</i>	<i>61</i>
	<i>Доходи ОСП від розподілу пропускної спроможності та їх використання .....</i>	<i>64</i>
<b>2.3.</b>	<b>Питання конкуренції .....</b>	<b>65</b>
2.3.1.	Виробництво електричної енергії.....	65
	<i>Загальна інформація .....</i>	<i>65</i>
	<i>Виробники електричної енергії на теплових електростанціях (ТЕС).....</i>	<i>66</i>
	<i>Виробники електричної енергії на атомних електростанціях (АЕС) .....</i>	<i>70</i>

<i>Виробники електроенергії на гідроелектростанціях та на гідроакумлюючих електростанціях (ГЕС, ГАЕС) .....</i>	<i>72</i>
<i>Виробники електроенергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) .....</i>	<i>73</i>
<i>Виробники електроенергії на об'єктах електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії (ВДЕ) .....</i>	<i>74</i>
<b>2.3.2. Оптовий ринок електричної енергії .....</b>	<b>77</b>
<i>Загальна інформація про Оптовий ринок електроенергії .....</i>	<i>77</i>
<i>Продаж в OPE.....</i>	<i>83</i>
<i>Купівля з OPE .....</i>	<i>85</i>
<b>2.3.3. Роздрібний ринок .....</b>	<b>86</b>
<i>Загальна інформація про роздрібний ринок електроенергії .....</i>	<i>86</i>
<i>Ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії.....</i>	<i>88</i>
<i>Зміна постачальника .....</i>	<i>90</i>
<i>Практика відключень споживачів за несплату .....</i>	<i>90</i>
<i>Розгляд скарг та звернень споживачів .....</i>	<i>93</i>
<i>Комерційна якість надання послуг. Гарантовані стандарти комерційної якості .....</i>	<i>97</i>
<b>3. НАФТОГАЗОВИЙ СЕКТОР .....</b>	<b>99</b>
<b>3.1. Загальна інформація .....</b>	<b>99</b>
3.1.1. Загальний опис нафтогазового сектору .....	99
3.1.2. Реформування ринку природного газу.....	103
3.1.3. Структура власності на ринку природного газу .....	105
<b>3.2. Регулювання суб'єктів природних монополій у нафтогазовій сфері.....</b>	<b>106</b>
3.2.1. Відокремлення видів діяльності .....	106
3.2.2. Функціонування мереж.....	108
3.2.3. Функціонування газосховищ.....	108
3.2.4. Тарифи на послуги транспортування природного газу .....	109
3.2.5. Тарифи на послуги розподілу природного газу .....	110
3.2.6. Тарифи на послуги закачування, зберігання та відбору природного газу з газосховищ .....	113

3.2.7.	Тарифи на транспортування нафти, нафтопродуктів, аміаку магістральними газопроводами.....	114
3.2.8.	Приєднання споживачів до газових мереж.....	114
3.2.9.	Інвестиції в розвиток мереж .....	117
3.2.10.	Облік природного газу.....	118
3.2.11.	Транскордонні питання .....	119
<b>3.3.</b>	<b>Питання конкуренції .....</b>	<b>126</b>
3.3.1.	Оптовий ринок природного газу .....	126
	<i>Загальна інформація про оптовий ринок природного газу .....</i>	<i>126</i>
	<i>Ціноутворення на оптовому ринку .....</i>	<i>128</i>
	<i>Рівень конкуренції на оптовому ринку .....</i>	<i>130</i>
	<i>Купівля/продаж природного газу в газосховищах.....</i>	<i>131</i>
3.3.2.	Роздрібний ринок природного газу .....	132
	<i>Загальна інформація про роздрібний ринок природного газу .....</i>	<i>132</i>
	<i>Ціноутворення на роздрібному ринку природного газу .....</i>	<i>133</i>
	<i>Рівень конкуренції на роздрібному ринку .....</i>	<i>138</i>
<b>3.4.</b>	<b>Захист прав споживачів.....</b>	<b>139</b>
3.4.1.	Моніторинг виконання спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів.....	139
3.4.2.	Постачальник «останньої надії» .....	142
3.4.3.	Зміна постачальників споживачами.....	142
3.4.4.	Якість газу та впровадження заходів з її регулювання .....	143
3.4.5.	Скарги споживачів та врегулювання спорів .....	144
<b>4.</b>	<b>СФЕРА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ .....</b>	<b>146</b>
<b>4.1.</b>	<b>Основні пріоритети сфери теплопостачання .....</b>	<b>146</b>
<b>4.2.</b>	<b>Цінове регулювання.....</b>	<b>160</b>
<b>4.3.</b>	<b>Інвестиційна діяльність.....</b>	<b>164</b>
<b>5.</b>	<b>СФЕРА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ВОДОВІДВЕДЕННЯ.....</b>	<b>166</b>
<b>5.1.</b>	<b>Загальна інформація.....</b>	<b>166</b>

<b>5.2. Основні зміни за 2017 рік. Ключові заходи, вжиті для нормалізації стану функціонування сфери централізованого водопостачання та водовідведення .....</b>	<b>168</b>
<b>5.3. Державне регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення.....</b>	<b>170</b>
5.3.1. Цінове регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення .....	172
<i>Тарифи на централізоване водопостачання .....</i>	<i>174</i>
<i>Тарифи на централізоване водовідведення .....</i>	<i>175</i>
5.3.2. Інвестиційна діяльність .....	176
5.3.3. Перехід до стимулюючого регулювання .....	179
<i>Розробка нормативної бази .....</i>	<i>180</i>
<i>Навчальні заходи та тестовий розрахунок тарифів .....</i>	<i>180</i>
<i>Методичні рекомендації з розробки довгострокових інвестиційних програм .....</i>	<i>180</i>
<i>Правила обліку та звітність .....</i>	<i>181</i>
<i>Оцінка активів .....</i>	<i>181</i>
<b>5.4. Захист прав споживачів у сфері централізованого водопостачання та водовідведення.....</b>	<b>181</b>
<i>Моніторинг якості послуг .....</i>	<i>183</i>
<b>6. СФЕРА ПОВОДЖЕННЯ З ПОБУТОВИМИ ВІДХОДАМИ .....</b>	<b>184</b>
<b>6.1. Функції та повноваження НКРЕКП у сферах перероблення та захоронення побутових відходів.....</b>	<b>184</b>
<b>6.2. Загальний опис сфер перероблення та захоронення побутових відходів .....</b>	<b>185</b>
<b>6.3. Ключові проблеми галузі .....</b>	<b>193</b>
<b>7. ЛІЦЕНЗУВАННЯ.....</b>	<b>194</b>
<b>8. КОНТРОЛЬ ЗА ВИКОНАННЯМ ЛІЦЕНЗІЙНИХ УМОВ ТА ПРАВИЛ ЗДІЙСНЕННЯ ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ.....</b>	<b>200</b>
<b>8.1. Функції та повноваження НКРЕКП.....</b>	<b>200</b>
<b>8.2. Ключові події.....</b>	<b>200</b>
<b>8.3. Звіт про виконання річного плану державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг .....</b>	<b>201</b>

9.	МІЖНАРОДНЕ СПІВРОБІТНИЦТВО .....	205
10.	ОСНОВНІ ПРІОРИТЕТНІ ЗАВДАННЯ НКРЕКП НА 2018 РІК .....	210
	ПЕРЕЛІК РИСУНКІВ.....	214
	ПЕРЕЛІК ТАБЛИЦЬ .....	219
	ДОДАТКИ .....	220

# 1. ІНФОРМАЦІЯ ПРО НКРЕКП

## Становлення незалежного Регулятора в Україні

Для Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), як і для всього енергетичного сектору України, 2017 рік пройшов під знаком поглиблення інтеграції до енергетичного ринку Європейського Союзу. Цей процес переважно здійснювався в рамках виконання зобов'язань України як Договірної Сторони Енергетичного Співтовариства та вимог Коаліційної угоди Верховної Ради України.

У 2017 році було прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії», що разом з раніше прийнятими законами України «Про ринок природного газу» (2015 рік) та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (2016 рік) забезпечило виконання зобов'язань України щодо прийняття первинного законодавства відповідно до вимог «Третього пакету» енергетичного законодавства ЄС.

У рамках інтеграційного процесу найбільш важливою подією для Регулятора у 2017 році стала реалізація положень Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (далі – Закон про НКРЕКП), який набув чинності 26.11.2016.

При створенні в 1994 році Регулятора енергетики України – Національної комісії регулювання електроенергетики України (НКРЕ), завдяки, зокрема, кваліфікованій підтримці консультантів з країн ЄС та США, були закладені принципи, що базувалися на передових досягненнях економіки регулювання та найкращій регуляторній практиці, яка була представлена понад сторічною історією регуляторів США та вражаючим досвідом першого європейського регулятора електроенергетики – британського OFFER під керівництвом професора Стівена Літтлчайлда.

Відповідно до цих принципів НКРЕ була заснована як незалежний, позавідомчий, постійно діючий державний орган регулювання електроенергетичного сектору. Для забезпечення фінансової та організаційної незалежності НКРЕ було передбачено її фінансування за рахунок внесків ліцензіатів. Співробітники НКРЕ не були державними службовцями і, завдяки конкурентному, в порівнянні з регульованими компаніями, рівню заробітної плати, Комісія мала можливість залучати та утримувати висококваліфікованих фахівців. Ураховуючи вагу рішень Комісії, їх вплив як на економіку України так і на збереження соціальної рівноваги в суспільстві, НКРЕ мала всі можливості для підготовки та прийняття якісних рішень, зокрема, якщо при підготовці рішень НКРЕКП були необхідні знання у певній специфічній сфері, Комісія мала ресурси для залучення консультантів, проведення науково-дослідних робіт.

Однак, з часу заснування і до 2016 року незалежний статус НКРЕКП не був закріплений на законодавчому рівні, внаслідок чого в 1999 році він був втрачений – Комісія була віднесена до системи органів виконавчої влади як центральний орган виконавчої влади зі спеціальним статусом. А з 2011 року НКРЕ – державний колегіальний орган, підпорядкований Президенту України і підзвітний Верховній Раді України.

Уперше незалежний статус Регулятора, обсяг функцій, повноважень та відповідальності НКРЕКП, які відповідають вимогам «Третього пакету» енергетичного законодавства ЄС, було закріплено з прийняттям Закону про НКРЕКП, що набув чинності 26.11.2016, згідно з яким НКРЕКП є постійно діючим, незалежним, колегіальним органом, який здійснює державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю суб'єктів господарювання в електроенергетиці, нафтогазовому секторі, сферах централізованого тепlopостачання, централізованого водopостачання та водовідведення, а також у сферах перероблення та



# Еволюція системи регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг



Рис. 1.1.1. Еволюція системи регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

захоронення побутових відходів. Еволюція системи регулювання природних монополій у сферах енергетики та комунальних послуг України наведена на рис. 1.1.1.

Протягом 2017 року були здійснені основні заходи з реалізації положень Закону про НКРЕКП стосовно запровадження визначених Законом про НКРЕКП підходів до відбору, призначення та ротації членів НКРЕКП, забезпечення політичної, організаційної та фінансової незалежності Регулятора.

Законом передбачено, що до складу НКРЕКП входять 7 членів, у тому числі Голова. Призначення на посаду члена НКРЕКП здійснюється за результатами відкритого конкурсного відбору, організацію та проведення якого здійснює незалежна Конкурсна комісія. Члени НКРЕКП призначаються на посаду Президентом України з відібраних Конкурсною комісією кандидатів з розрахунку дві особи на одну посаду члена НКРЕКП.

З метою збереження інституційної пам'яті НКРЕКП має забезпечуватись періодична ротація складу. Станом на 01.01.2017 налічувалось 6 членів НКРЕКП при одній вакантній посаді. План ротації, затверджений Указом Президента України від 23.03.2017 № 78/2017 передбачав звільнення 2 членів НКРЕКП кожні 6 місяців після набуття чинності Законом про НКРЕКП (26.11.2017). Оскільки Конкурсна комісія з відбору кандидатів на посаду членів НКРЕКП не була своєчасно призначена, після першого етапу ротації 26.05.2017 і до другого етапу ротації 26.11.2017 у складі НКРЕКП залишилось 4 члени НКРЕКП, що забезпечувало мінімальний кворум на засіданнях Регулятора. Після 26.11.2017 у складі НКРЕКП залишилось 2 члени НКРЕКП і через відсутність кворуму не було можливості проводити засідання НКРЕКП.

Для забезпечення сталої роботи Регулятора 07 грудня 2017 року Верховна Рада України прийняла Закон України № 2237 «Про внесення змін до Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» щодо надання повноважень Президенту України для забезпечення сталої діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг». Ухвалені зміни до чинного Закону про НКРЕКП надали право Президентіві України призначити членів НКРЕКП на вакантні посади на строк до трьох місяців, поки нові члени не будуть обрані на відкритому конкурсі. Указами Президента України від 23.12.2017 № 428 та № 429 призначено два члени НКРЕКП – на термін до дня призначення членів НКРЕКП, обраних за результатами відкритого конкурсного відбору, але не більше як на три місяці. З 26.12.2017 у складі НКРЕКП чотири члени НКРЕКП, що дозволило відновити проведення засідань НКРЕКП. Таким чином, у період з 26.11.2017 по 26.12.2017 засідання НКРЕКП через відсутність кворуму не проводились, внаслідок чого Регулятором не було своєчасно прийнято понад 150 важливих рішень.

З метою підтвердження дотримання гарантій незалежності Регулятора, визначених у Законі про НКРЕКП, професійної компетентності та незаангажованості при підготовці та прийнятті рішень НКРЕКП, а також для надання оцінки діяльності Регулятора в якості незалежного органу НКРЕКП звернулася до Директора Секретаріату Енергетичного Співтовариства Янеза Копача з проханням здійснити комплексний, професійний та незалежний аналіз діяльності Регулятора. У рамках цього аудиту Секретаріат має намір провести більш широкий аналіз законодавчої бази України з метою виявлення потенційних обмежень для повного використання незалежності та повноважень НКРЕКП. Аудит базується на співпраці з НКРЕКП, а також заінтересованими сторонами в Україні та за кордоном. Секретаріат здійснив аналогічні огляди для національних регуляторних органів Молдови, Чорногорії та Сербії і найближчим часом розпочне оцінку решти регуляторів.

Відповідно до Закону про НКРЕКП та Регламенту НКРЕКП, затвердженого постановою НКРЕКП від 06.12.2016 № 2133, основною формою роботи НКРЕКП є засідання, які проводяться у формі відкритих слухань. У разі розгляду Регулятором питання, що містить таємну інформацію, порядок доступу до якої регулюється законом, Регулятор приймає рішення про розгляд такого питання в режимі закритого слухання. Рішення, прийняті на засіданні НКРЕКП, оформлюються постановами, крім рішень щодо усунення порушень, виявлених під час здійснення контролю, які оформлюються

розпорядженнями. Рішення Регулятора є обов'язковими до виконання суб'єктами господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг.

Протягом 2017 року НКРЕКП було проведено 100 засідань у формі відкритих слухань, за результатами яких оформлено та прийнято 1620 постанов, 100 протоколів, 24 розпорядження, 27 витягів з протоколів. У формі закритих слухань було проведено 5 засідань з питань, які містять інформацію з обмеженим доступом. За їх результатами оформлено та прийнято 5 протоколів, 3 постанови.

Фінансування НКРЕКП у 2017 році здійснювалось за рахунок коштів державного бюджету в обсязі 102 427,5 тис. грн. Основну частину витрат НКРЕКП склали витрати на оплату праці 81 587,8 тис. грн та нарахування на оплату праці – 17 596,6 тис. грн. Середньомісячний рівень заробітної плати працівників НКРЕКП у 2017 році склав близько 9 713 грн (5 590 грн у 2016 році).

Діяльність НКРЕКП забезпечував центральний апарат та її територіальні органи, які діють в усіх областях України. Станом на 31 грудня 2017 року в центральному апараті та територіальних органах НКРЕКП працювало 517 осіб. Структуру НКРЕКП на кінець 2017 року наведено на рис. 1.1.3.

### **Правові засади діяльності НКРЕКП**

Правовий статус Регулятора визначений Законом України про НКРЕКП: НКРЕКП (Регулятор) є постійно діючим незалежним державним колегіальним органом, метою діяльності якого є державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

У своїй діяльності НКРЕКП керується Конституцією України та законами України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про природні монополії», «Про ринок електричної енергії», «Про електроенергетику», «Про ринок природного газу», «Про тепlopостачання», «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», «Про питну воду та питне водопостачання», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», «Про ліцензування видів господарської діяльності», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про житлово-комунальні послуги», «Про відходи», актами Президента України, актами Кабінету Міністрів України та іншими нормативно-правовими актами.

Під час виконання своїх функцій та повноважень Регулятор діє самостійно та незалежно від будь-якого іншого органу державної влади, іншого державного органу, органів місцевого самоврядування, їх посадових та службових осіб, суб'єктів господарювання, а також політичних партій, громадських об'єднань, професійних спілок чи їх органів.

Особи, які здійснюють незаконний вплив на процес виконання членами Регулятора, його посадовими особами своїх функцій і повноважень, несуть адміністративну та кримінальну відповідальність відповідно до закону.

Рішення Регулятора не підлягають погодженню органами державної влади, крім випадків, передбачених законодавством про захист економічної конкуренції. Зокрема, акти НКРЕКП не підлягають державній реєстрації Міністерством юстиції України, на них не поширюються вимоги Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності».

Рішення Регулятора можуть бути оскаржені в судовому порядку. Оскарження рішень Регулятора не зупиняє їх виконання.

### **Основні завдання НКРЕКП**

Закон про НКРЕКП визначає основні завдання Регулятора:

1) забезпечення ефективного функціонування та розвитку ринків у сферах енергетики та комунальних послуг;

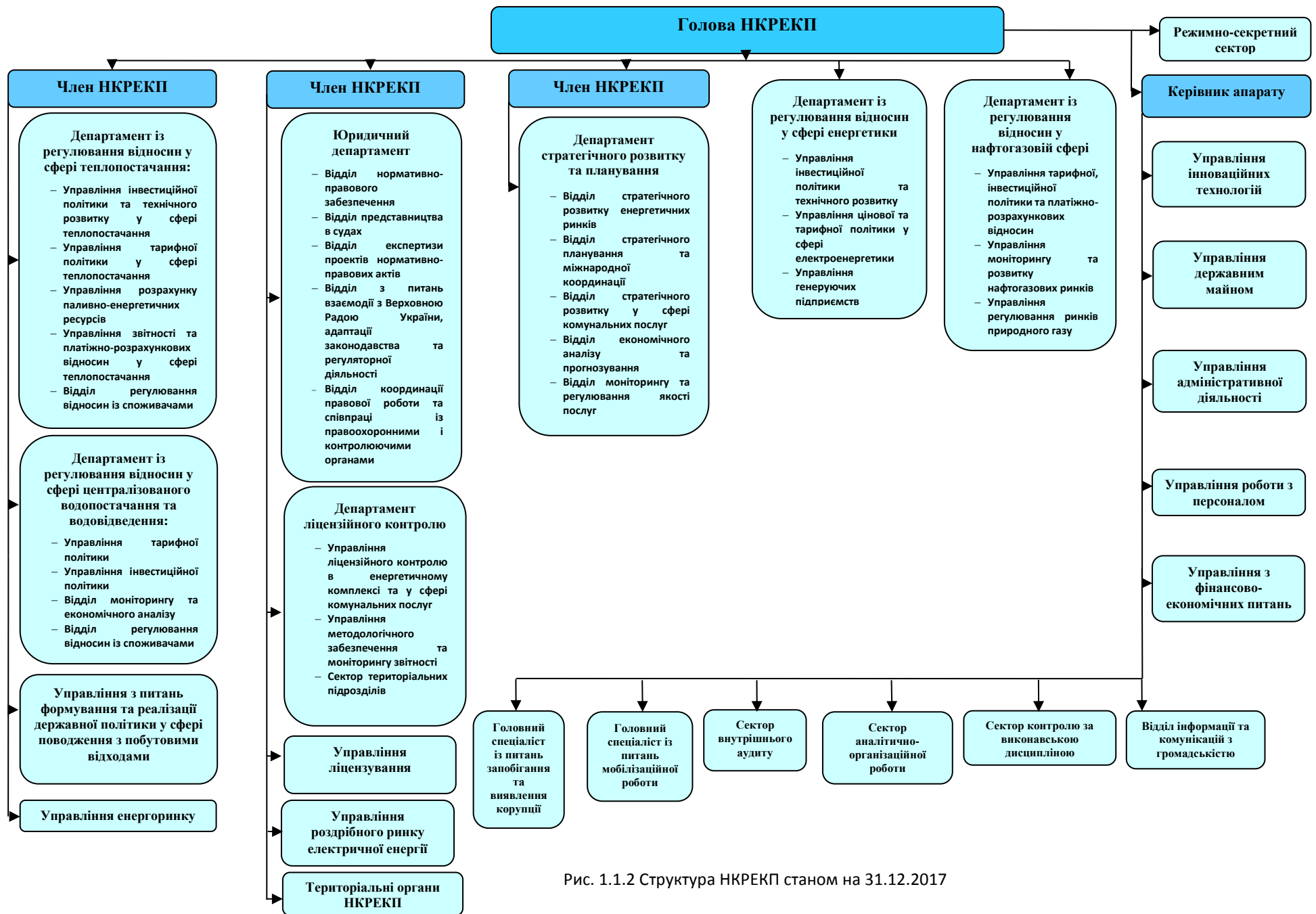


Рис. 1.1.2 Структура НКРЕКП станом на 31.12.2017

2) сприяння ефективному відкриттю ринків у сферах енергетики та комунальних послуг для всіх споживачів і постачальників та забезпечення недискримінаційного доступу користувачів до мереж/трубопроводів;

3) сприяння інтеграції ринків електричної енергії, природного газу України з відповідними ринками інших держав, зокрема в рамках Енергетичного Співтовариства, співпраці з Радою регуляторів Енергетичного Співтовариства, Секретаріатом Енергетичного Співтовариства та національними регуляторами енергетики інших держав;

4) забезпечення захисту прав споживачів товарів, послуг у сферах енергетики та комунальних послуг щодо отримання цих товарів і послуг належної якості в достатній кількості за обґрунтованими цінами;

5) сприяння транскордонній торгівлі електричною енергією та природним газом, забезпечення інвестиційної привабливості для розвитку інфраструктури;

6) реалізація цінової і тарифної політики у сферах енергетики та комунальних послуг;

7) сприяння впровадженню заходів з енергоефективності, збільшенню частки виробництва енергії з відновлюваних джерел енергії та захисту навколишнього природного середовища;

8) створення сприятливих умов для залучення інвестицій у розвиток ринків у сферах енергетики та комунальних послуг;

9) сприяння розвитку конкуренції на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг;

10) інші завдання, передбачені законом.

## Пріоритети та досягнення у 2017 році

З метою забезпечення відкритості та прозорості діяльності НКРЕКП основною формою роботи Регулятора є засідання у формі відкритих слухань, які проводились щотижнево із залученням представників суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, органів державної влади та органів місцевого самоврядування, організацій, що представляють інтереси споживачів, громадських організацій, засобів масової інформації та інших заінтересованих осіб.

***Забезпечення відкритої та прозорості діяльності НКРЕКП***

На виконання вимог статті 16 Закону про НКРЕКП затверджено Порядок проведення відкритого обговорення проектів рішень НКРЕКП<sup>1</sup>, який визначає процедуру організації та проведення відкритого обговорення проектів рішень з питань встановлення цін (тарифів), схвалення/затвердження інвестиційних програм/планів розвитку, розгляду зауважень та пропозицій до проектів рішень НКРЕКП, що мають ознаки регуляторних актів, проекту кошторису НКРЕКП на відповідний рік та, у разі необхідності, з інших питань, що належать до компетенції НКРЕКП та поширюються на суб'єктів господарювання, державне регулювання діяльності яких здійснюється НКРЕКП.

Важливе значення для забезпечення відкритості діяльності Регулятора має власний офіційний веб-сайт НКРЕКП у мережі Інтернет ([www.nerc.gov.ua](http://www.nerc.gov.ua)), на якому здійснювалась онлайн-трансляція засідань НКРЕКП та зберігався вільний доступ до архіву їх записів, систематично та оперативно розміщувалися новини, інформація про діяльність НКРЕКП, проекти документів, що мають ознаки регуляторних актів, із зауваженнями і пропозиціями та проекти інших рішень, що підлягають відкритому обговоренню, оприлюднювались усі рішення НКРЕКП та обґрунтування до них тощо. Також розміщувалися на веб-сайті акти про результати перевірок ліцензіатів НКРЕКП разом із поясненнями та обґрунтуванням.

У 2017 році продовжувалась робота щодо модернізації веб-сайту, створено онлайн-сервіси (див. рис. 1.1.3), а саме:

<sup>1</sup> Постанова НКРЕКП від 30.06.2017 № 866.

- календар засідань – вибравши дату проведення засідань НКРЕКП, можна отримати повну інформацію щодо порядку денного, матеріалів до засідання, протоколу засідання, відеозапису та прийнятих рішень;
- пошук листів онлайн – сервіс пошуку вхідних реквізитів, відповідального підрозділу та терміну опрацювання запитів, скарг і листів споживачів;
- новини НКРЕКП на вашій пошті – сервіс дає можливість оперативно отримувати актуальні новини на електронну пошту з офіційного веб-сайту;
- калькулятори приєднання до газорозподільчих мереж та електроустановок – дають можливість оперативно отримати відповіді на такі питання:
  - скільки буде коштувати послуга з приєднання;
  - у які терміни відбудеться підключення;
  - хто є виконавцем послуг;
  - яка відповідальність виконавця за невчасне надання послуг.

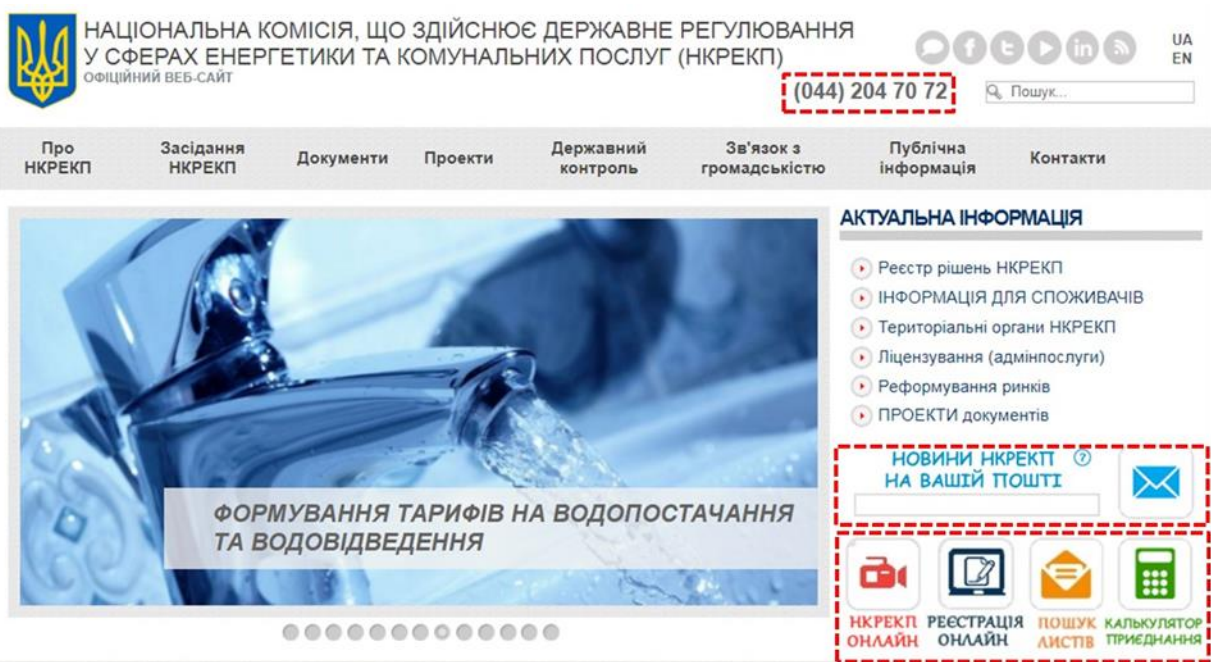


Рис. 1.1.3. Онлайн-сервіси на офіційному веб-сайті НКРЕКП

НКРЕКП продовжувала політику інформування та взаємодії зі споживачами енергоресурсів, тому на веб-сайті в минулому році розміщувалася інформація про середнє споживання природного газу та електроенергії побутовими споживачами у 2016 році по областях.

Крім того, для споживачів була створена на веб-сайті окрема рубрика в новинах «ВАЖЛИВЕ ДЛЯ СПОЖИВАЧА», де розміщувалась інформація з актуальних питань щодо розрахунку за електричну енергію за зонними тарифами; особливості встановлення лічильників природного газу; особливості застосування тарифів на електричну енергію для споживачів, об'єднаних шляхом утворення юридичної особи; попередньої оплати у зв'язку із внесеними змінами до пункту 6.6 Правил користування електричною енергією; інформаційні матеріали з роз'ясненнями стосовно «зеленого» тарифу для домогосподарств, ключової інформації для інвесторів у зелену енергетику («зелений» тариф) та захисту прав споживачів у сфері теплопостачання; інформація щодо оплати за спожиту електричну енергію населенням, а також для побутових споживачів природного газу щодо «рекомендованого платежу».

З метою підвищення рівня інформування споживачів електричної енергії та природного газу на веб-сайті НКРЕКП було розміщено у зручному форматі карти, контакти кол-центрів та

інформаційно-консультаційних центрів електропостачальних компаній, точки контакту газопостачальних та газорозподільних підприємств.

При розробці веб-сайту НКРЕКП були використані також ідеї, представлені в рамках Програми Партнерства НКРЕКП з Національною Асоціацією членів комісій з регулювання комунальних підприємств США (NARUC) та американськими регуляторами, що фінансується Агентством США з міжнародного розвитку (USAID). Модернізація веб-сайту (з 2015 року) – повна зміна його графічного оформлення, структури та навігації були відзначені нашими американськими колегами:

«Сайт НКРЕКП значно покращився і вигідно відрізняється від найкращих сайтів регуляторів США з точки зору дизайну, інтуїтивності та простоти використання. Доступні на веб-сайті інструменти для споживачів є не надто складними і виглядають дуже функціональними. Наявність прямої трансляції засідань НКРЕКП є важливим кроком у напрямку підвищення прозорості та зміцнення довіри громадськості до НКРЕКП», – зазначив Ендрю Мельникович, співробітник Комісії з регулювання комунальних послуг штату Кентуккі.

На своєму сайті NARUC розмістила інформацію про відзнаку, отриману НКРЕКП за прозорість та зручність для користувачів (рис. 1.1.4).



Рис. 1.1.4. Інформація про відзнаку НКРЕКП за прозорість та зручність для користувачів на сайті NARUC

Для досягнення більш високого рівня поінформованості споживачів НКРЕКП постійно проводилась інформаційна кампанія з роз'яснення державної політики щодо поступового приведення тарифів на електроенергію та комунальні послуги до економічно обґрунтованого рівня, роз'яснення структур зазначених тарифів тощо. З липня 2017 року було розроблено та надруковано, а також розміщено на веб-сайті 12 інформаційних буклетів (листівок) (рис. 1.1.5), а саме:

- «Захист прав споживачів: компенсація за неякісні послуги з електропостачання»;
- «Відкритість та прозорість роботи Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»;
- «Назустріч побутовим споживачам природного газу»;
- «Багатозонний облік електричної енергії для населення»;
- «Стимулююче тарифоутворення енергопостачальних компаній – переваги для споживачів та держави»;
- «Приєднання до електричних мереж»;
- «Зелений» тариф для домогосподарств»;
- «Key information for RES investors»;

- «Ключова інформація для інвесторів у зелену енергетику («зелений» тариф)»;
- «Для споживачів послуг з централізованого водопостачання та водовідведення»;
- «Захист прав споживачів: компенсація за неякісні послуги розподілу та постачання природного газу»;
- «Захист прав споживачів у сфері теплопостачання. Основні аспекти нарахувань оплати за спожиті послуги».



Рис. 1.1.5. Інформаційні буклети

НКРЕКП проводила активну роботу щодо взаємодії з національними та регіональними редакціями та журналістами профільних і ділових видань, інформаційних агентств, телеканалів та радіостанцій. Постійно оновлювалася база контактів, за результатами якої НКРЕКП у 2017 році взаємодіяла з близько 860 представниками ЗМІ.

Керівництвом НКРЕКП проводилися брифінги, надавалися коментарі та інтерв'ю представникам ЗМІ, в Українському кризовому медіа-центрі за участю Голови НКРЕКП відбулися брифінги щодо актуальних питань галузі.

За результатами моніторингу «Доступ до засідань колегіальних центральних органів виконавчої влади», які проводилися громадськими організаціями у співпраці із Секретаріатом Уповноваженого Верховної Ради України з прав людини у рамках Платформи «Омбудсмен плюс», НКРЕКП, у 2017 році здобула II місце серед колегіальних центральних органів виконавчої влади.

З метою оперативного інформування громадськості актуальні новини НКРЕКП оприлюднювались на сторінках НКРЕКП у соціальних мережах Facebook та Twitter (понад 1700 публікацій).



На каналі НКРЕКП популярного відеохостингу YouTube розміщувалися відеоматеріали із сюжетами про діяльність НКРЕКП та коментарями керівництва щодо важливих питань. На сервісі інтернет-ресурсу SlideShare розміщено 102 презентації та документа з різних тематик, які були переглянуті користувачами 270 тис. разів (рис. 1.1.6).



## Інформаційні ресурси НКРЕКП. Ключові факти за 2017 рік



- 6,4 млн переглядів, з них - 4,6 млн унікальних
- 750 тис. користувачів, з них - 587 тис. нових



- 873 941 хвилин перегляду відео або 606 днів
- 104 тис. переглядів - в 2 рази більше ніж у 2016 році



- 270 тис. переглядів - в 2 рази більше ніж у 2016 році
- 90 нових презентацій

Рис. 1.1.6. Інформаційні ресурси НКРЕКП

Рішення НКРЕКП також оприлюднювалися в її друкованому засобі масової інформації – «Інформаційний бюлетень НКРЕКП». Протягом року вийшло друком 12 номерів бюлетеня загальним обсягом 3511 сторінок, де опубліковано всі постанови і розпорядження НКРЕКП. Водночас систематично поповнювалися всіма постановами, розпорядженнями, окремими наказами і листами НКРЕКП Юридична інформаційно-пошукова система Верховної Ради України «Законодавство» та Система інформаційно-правового забезпечення «ЛІГА:Закон».

Крім того, з набранням чинності Закону НКРЕКП запроваджено публікацію рішень Регулятора, що мають ознаки регуляторних актів, а також рішення з питань встановлення тарифів на товари (послуги) суб'єктів природних монополій, цін (тарифів) для населення (якщо відповідні повноваження щодо встановлення цін (тарифів) надані спеціальними законами) в офіційному друкованому виданні-газеті "Урядовий кур'єр".

Завдання НКРЕКП щодо формування нормативно-правової бази значною мірою визначаються зобов'язаннями України як Договірної сторони Енергетичного Співтовариства щодо адаптації Законодавства ЄС з лібералізації енергетичних ринків, з розвитку відновлюваної енергетики та енергоефективності (у формі, що застосовується до Договірних Сторін Енергетичного Співтовариства). З прийняттям Закону України «Про ринок електричної енергії» у 2017 році завершено формування пакету первинного законодавства відповідно до вимог Третього пакету енергетичного законодавства ЄС (набули чинності Закони України про НКРЕКП, «Про ринок природного газу», «Про ринок електричної енергії»).

**Імплементация положень  
законодавства ЄС у сфері  
енергетики**

У 2017 році Регулятором було прийнято ряд актів вторинного законодавства з метою реалізації положень Закону про НКРЕКП. Зокрема відповідно до вимог ст. 20 Закону було прийнято Порядок здійснення Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних

послуг<sup>2</sup>, яким визначено заходи з організації та здійснення НКРЕКП моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг та оприлюднення результатів моніторингу.

Аналітичний центр DiXi Group у 2017 році провів аналіз стану виконання Регулятором Закону про НКРЕКП (рис. 1.1.7). Станом на кінець року НКРЕКП виконала всі завдання, визначені в Законі про НКРЕКП.

НКРЕКП		dixigroup	
ЗАВДАННЯ:	СТАТУС:	ЗАВДАННЯ:	СТАТУС:
4.1. Розробити і затвердити Регламент своєї діяльності, в якому визначається порядок організації роботи, зокрема проведення засідань	ВИКОНАНО	4.9. Розробити і затвердити Положення про преміювання, на основі якого приймається рішення про встановлення премій членам та голові НКРЕКП.	ВИКОНАНО
4.2. Розробити і затвердити Порядок проведення відкритого обговорення проектів рішень.	ВИКОНАНО	4.10. Розробити і затвердити Правила розгляду звернень споживачів щодо дій суб'єктів господарювання	ЧАСТКОВО
4.3. Розробити і затвердити Правила професійної етики, що мають включати політику щодо недопущення конфлікту інтересів, порядку проведення зустрічей з представниками компаній у сферах енергетики та комунальних послуг (включно з материнськими та контролюючими компаніями) тощо	ВИКОНАНО	4.11. Розробити і затвердити Правила врегулювання спорів, що виникають між суб'єктами господарювання, у тому числі порядок проведення попередніх слухань.	ЧАСТКОВО
4.4. Провести аудит людських та фінансових ресурсів, необхідних для виконання своїх завдань відповідно до Закону.	ЗАПЛАНОВАНО НА IV КВ. 2018	4.12. Забезпечити ведення реєстру всіх прийнятих рішень, їх оприлюднення та забезпечити вільний доступ до них.	ВИКОНАНО
4.5. Розробити і затвердити нову структуру і штатний розклад, положення про власні територіальні органи (з урахуванням повноважень, що визначаються відповідно до Закону).	ВИКОНАНО	4.13. Розробити і затвердити порядки (правила) організації обліку та звітності за видами ліцензованої діяльності.	ВИКОНАНО
4.6. Сформувати і оприлюднити реєстр суб'єктів господарювання, які провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг (не пізніше 01.12.2016 р.).	ВИКОНАНО	4.14. Розробити і затвердити План здійснення заходів державного контролю у сферах енергетики та комунальних послуг (до 1 грудня року, що передує плановому).	ВИКОНАНО
4.7. Розробити і затвердити Методику (порядок) розрахунку та встановлення ставки внесків на регулювання.	ВИКОНАНО	4.15. Розробити і затвердити Порядок здійснення моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, забезпечити публікацію результатів моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг (щокварталу).	ЧАСТКОВО
4.8. Забезпечити щорічне визначення, щоквартальний перегляд (коригування) ставки внеску на регулювання.	ВИКОНАНО	4.16. Забезпечити щорічне складання, оприлюднення (не пізніше 1 червня) та подачу (не пізніше 1 липня) проекту кошторису для погодження Комітету Верховної Ради з питань бюджету.	ВИКОНАНО
		4.17. Забезпечити щорічне складання звіту про свою роботу та звіту про виконання свого бюджету за попередній рік, їх подання до Верховної Ради (до 1 квітня відповідного року).	ЧАСТКОВО
		4.18. Погодити Положення про Громадську раду та зміни до нього.	ЧАСТКОВО
		4.19. Налагодити співпрацю з Радою регуляторів Енергетичного Співтовариства, Секретаріатом Енергетичного Співтовариства та національними регуляторами енергетики інших держав – в питаннях належного виконання вимог Закону, отримання технічної, правової та інших типів допомоги.	ВИКОНАНО
		4.20. Налагодити співпрацю з Кабінетом Міністрів України, іншими центральними органами виконавчої влади – в питаннях розроблення і реалізації програм економічного та соціального розвитку, державних цільових програм, розробки та подачі проектів актів КМУ з питань компетенції НКРЕКП, внесення пропозицій щодо їх удосконалення, надання документів та інформації на запити.	ВИКОНАНО
		4.21. Налагодити співпрацю з Антимонопольним комітетом України та органами фінансового контролю – в питаннях моніторингу ринків та під час проведення АМКУ розслідувань на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг, звернення із поданнями у разі виявлення ознак порушення законодавства про захист економічної конкуренції.	ВИКОНАНО

Рис. 1.1.7. Аналіз стану виконання Регулятором завдань, визначених Законом про НКРЕКП

Разом з іншими органами державної влади НКРЕКП брала участь у розробці проекту закону про енергетичного омбудсмена.

З метою забезпечення фінансової незалежності Регулятора постановою НКРЕКП від 06.04.2017 № 491 було затверджено Порядок розрахунку та встановлення ставки внесків на регулювання відповідно до повноважень, наданих Регулятору ст. 13 Закону про НКРЕКП.

Для реалізації повноважень Регулятора щодо розгляду справ про порушення ліцензійних умов, справ про адміністративні правопорушення і застосування санкцій, накладення адміністративних стягнень за результатами розгляду цих справ постановою НКРЕКП від 13.07.2017 № 920 затверджено Порядок розгляду справ про адміністративні правопорушення та накладення адміністративних стягнень, який встановлює механізм складання уповноваженими посадовими особами НКРЕКП протоколів про адміністративні правопорушення та визначає процедуру розгляду справ про адміністративні правопорушення та накладення адміністративних стягнень, передбачених статтею 188<sup>36</sup> Кодексу України про адміністративні правопорушення.

Крім того, згідно з положеннями статті 5 Закону постановою НКРЕКП від 08.06.2017 № 756 були затверджені Правила професійної етики, що застосовуються до членів, працівників центрального апарату і територіальних органів НКРЕКП.

<sup>2</sup> Постанова НКРЕКП від 14.09.2017 № 1120.

**Ринок електроенергії України** на сьогодні перебуває в перехідному стані. Оптовий ринок електричної енергії України (далі – ОРЕ) функціонує з 1996 року за моделлю «єдиного покупця», яка не відповідає вимогам Третього пакету енергетичного законодавства ЄС і цільовій моделі ринку електроенергії країн ЄС. У зв'язку з цим з 2015 року із залученням широкого кола фахівців галузі та експертів ЄС та Енергетичного Співтовариства було розпочато розробку проекту Закону «Про ринок електричної енергії», в якій фахівці НКРЕКП брали активну участь. Закон «Про ринок електричної енергії» був прийнятий Верховною Радою України 13 квітня 2017 року і набув чинності 11 червня 2017 року.

Відповідно до положень Закону новий ринок електричної енергії базується на принципах лібералізації, ринкового ціноутворення та конкуренції, посилення ролі та прав споживачів у відповідності до законодавства та найкращих практик функціонування ринків електроенергії Європейського Союзу.

Законом передбачаються структурні зміни, зокрема, відокремлення оператора системи передачі та операторів систем розподілу, утворення нових суб'єктів (оператор ринку, гарантований покупець), відбудеться зміна функцій більшості учасників ринку.

У рамках переходу до нової моделі ринку мають бути запроваджені нові сегменти ринку:

- ринок двосторонніх договорів;
- ринок «на добу наперед»;
- внутрішньодобовий ринок;
- балансуючий ринок;
- роздрібний ринок;
- ринок допоміжних послуг.

Імплементация Закону передбачає розробку та затвердження більше 100 нормативно-правових актів, з яких 86 необхідно прийняти до червня 2018 року. При цьому у процесі реформування ринку електроенергії, відповідно до Закону, ключову роль відіграє Регулятор, до повноважень якого відноситься затвердження переважної більшості актів вторинного законодавства.

Протягом 2017 року основні зусилля Регулятора були спрямовані на розробку актів вторинного законодавства з реформування ринку електроенергії, більшість з яких має бути прийнята Регулятором протягом року з дня набуття чинності Законом «Про ринок електричної енергії» (до 11.06.2018). Станом на кінець 2017 року в рамках імплементации положень Закону Регулятором були розроблені та затверджені нормативно-правові акти з відокремлення діяльності з розподілу та передачі електроенергії, Ліцензійні умови провадження видів господарської діяльності на ринку електроенергії. Проекти основних документів ринку – Правил ринку, Правил ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку, Правил роздрібного ринку, Кодексів системи передачі, системи розподілу, Кодексу комерційного обліку тощо були розроблені спільно з оператором системи передачі та оператором ринку, схвалені на засіданні НКРЕКП і розміщені на веб-сайті Регулятора для публічного обговорення. Згідно з визначеним Законом графіком зазначені проекти документів після проходження передбачених Законом процедур мають бути затверджені постановами НКРЕКП в березні 2018 року. У 2017 році до аquis Енергетичного Співтовариства була включена група кодексів мереж ENTSO-E, тому при розробці законодавства щодо реформування енергетичного ринку має бути забезпечена їх транспозиція і імплементация.

З метою транспозиції та імплементации Регламенту (ЄС) № 543/2013 щодо надання та публікації даних на ринках електричної енергії НКРЕКП розроблено проект постанови, який має бути прийнятий після набуття чинності основними нормативними актами нової моделі ринку електроенергії.

Відповідно до зобов'язань України в рамках Енергетичного Співтовариства з метою сприяння **транскордонному обміну електроенергією** НКРЕКП затвердила новий Порядок проведення електронних аукціонів з розподілення пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж, відповідно до якого у червні 2017 року були проведені перші добові аукціони.

У рамках політики поступового **приведення регульованих тарифів та цін до рівня покриття економічних витрат** (cost reflective prices/tariffs) та ліквідації перехресного субсидіювання у звітному році було ліквідовано перехресне субсидіювання від відпуску електричної енергії для зовнішнього освітлення населених пунктів та міському електричному транспорту, з 01 січня 2017 року для цих категорій споживачів електрична енергія постачається за роздрібним тарифом на електроенергію на відповідному класі напруги.

До 2017 року на території України діяв ще один механізм перехресного субсидіювання – єдині роздрібні тарифи на електроенергію, які розраховувались як середньозважена величина роздрібних тарифів енергопостачальних компаній. З січня 2017 року розпочався відхід від застосування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію<sup>3</sup> та перехід до ринкового формування роздрібних тарифів для споживачів. З 01 травня 2017 року «єдині тарифи» скасовані і роздрібні тарифи формуються ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом індивідуально<sup>4</sup>.

Закон України «Про ринок природного газу», а також основні акти вторинного законодавства щодо **реформування газового сектору** України відповідно до вимог «Третього пакету» енергетичного законодавства ЄС було розроблено і затверджено у 2015 році, деякі зміни були внесені у 2016 році. Протягом 2017 року зусилля Регулятора були спрямовані на вдосконалення вторинного законодавства з урахуванням норм законодавства та регуляторної практики Європейського Союзу, зокрема, з метою транспозиції та імплементації Кодексів мереж ENTSO-G.

Для підвищення ефективності споживання природного газу та надання можливості споживачам оцінити власне газоспоживання у порівнянні з користуванням електричною енергією і обрати найбільш прийнятний та економічно вигідний ресурс для забезпечення своїх потреб НКРЕКП було розроблено та внесено зміни до законодавства, які регламентують порядок переведення обсягу спожитого природного газу в енергетичні одиниці та були розроблені на підставі європейських стандартів та найкращих практик. Відповідно до зазначених змін Оператори газорозподільних систем зобов'язані щомісячно в платіжних документах споживачів зазначати, зокрема, поряд із звичними для споживача об'ємами споживання в метрах кубічних, обсяги споживання в одиницях енергії (кВт·год, Гкал, МДж).

З метою забезпечення ефективного та максимального використання потужності газосховищ було внесено зміни до Кодексу газосховищ, Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу та Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, у частині надання послуг зберігання (закачування, відбору) та розподілу потужності газосховища. Також до Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу внесені зміни щодо можливості врегулювання спірних питань у міжнародному арбітражі, якщо замовник послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу є нерезидентом України, що сприятиме підвищенню рівня довіри іноземних користувачів послугами газосховищ.

З метою імплементації Кодексу мереж ЄС з балансування газу в газотранспортних системах (Регламент ЄС № 312/2014 від 26.03.2014) (далі – Регламент ЄС № 312), який є частиною стандартних правил роботи на європейських ринках природного газу та впровадження добового балансування на ринку природного газу, було внесено зміни до Кодексу ГТС, Кодексу ГРМ, Кодексу газосховищ, Правил постачання природного газу, Типового договору транспортування природного газу, Типового договору розподілу природного газу, Типового договору зберігання (закачування,

<sup>3</sup> Постанова НКРЕКП від 13 червня 2016 року № 1129 «Про затвердження Порядку ринкового формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам».

<sup>4</sup> Постанова НКРЕКП від 24 квітня 2017 року № 538 «Про ринкове формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України».

відбору) природного газу, Типового договору постачання природного газу постачальником «останньої надії».

У відповідності до вимог Кодексу мереж ENTSO-G з питань взаємодії та правил обміну даними (Регламент Комісії ЄС 2015/703 від 30.04.2015) оператор ГТС України ПАТ «Укртрансгаз» укладає з операторами суміжних газотранспортних систем Договірних Сторін Енергетичного Співтовариства Угоди про взаємодію, які є єдиною юридичною підставою для операційного співробітництва операторів суміжних газотранспортних систем. Обмін інформацією про потоки газу, їх напрямки, обсяги, час, замовників, отримувачів тощо здійснюється виключно на підставі таких угод. ПАТ «Укртрансгаз» уже укладено такі договори з операторами ГТС Угорщини (2 точки міждержавних з'єднань), Словаччини (1 точка міждержавного з'єднання), Румунії (1 точка міждержавного з'єднання), Польщі (1 точка міждержавного з'єднання). Проводяться переговори щодо укладення нових угод про взаємодію з операторами ГТС Польщі, Румунії, Молдови та Словаччини.

Ще одним зобов'язанням України як Договірної Сторони Енергетичного Співтовариства є імплементація положень Директиви ЄС 2012/27/ЄС з енергоефективності. НКРЕКП бере участь в роботі з розробки проекту Закону України «Про енергоефективність», який має імплементувати положення Директиви.

У рамках політики **децентралізації** відбувається часткова передача повноважень щодо регулювання системи комунальних послуг від національного Регулятора – НКРЕКП до місцевих органів влади. Зокрема, місцевим органам влади передані повноваження щодо ліцензування підприємств з виробництва теплової енергії з обсягами виробництва – до 170 тис. Гкал та транспортування і постачання теплової енергії – до 145 тис. Гкал. За таких умов 74 % діючих ліцензіатів НКРЕКП переходять під контроль місцевих органів влади.

Відповідні повноваження у сфері централізованого водопостачання та водовідведення передані місцевим органам влади стосовно підприємств, які відповідають таким вимогам:

- сукупна чисельність населення на території обслуговування – до 100 000 осіб;
- обсяги – до 300 000 метрів кубічних на рік з централізованого водопостачання; до 200 000 метрів кубічних на рік з централізованого водовідведення.

Таким чином, 60 % діючих ліцензіатів у сфері централізованого водопостачання та водовідведення Регулятора переходять під контроль місцевих органів влади.

Однією з передумов інтеграції енергетичного сектору України до енергетичних ринків ЄС та створення привабливого інвестиційного клімату в регульованих НКРЕКП галузях є запровадження загальноприйнятих у країнах з ринковою економікою підходів до тарифного регулювання природних монополій, які базуються на

**Децентралізація системи регулювання сфери комунальних послуг**



Доповідь Голови НКРЕКП Д. Вовка на засіданні Ради регіонального розвитку з питань децентралізації

**Реформування системи цінового регулювання природних монополій**

застосуванні концепцій норми прибутку на інвестований капітал (Rate of Return – RoR) та регуляторної бази активів (Regulatory Asset Base – RAB). Ураховуючи основні тенденції у країнах ЄС, подальший розвиток системи тарифного регулювання в Україні має базуватись на впровадженні механізмів багаторічного стимулюючого регулювання із застосуванням методів порівняльного аналізу ефективності компаній (бенчмаркінгу) та врахуванням показників якості послуг. Станом на кінець 2017 року НКРЕКП затверджено повні пакети документів для впровадження стимулюючого регулювання для суб'єктів природних монополій в електроенергетиці, газовому секторі, сферах тепlopостачання, централізованого водopостачання та водовідведення. Зокрема, у сфері комунальних послуг робота з розробки нормативної бази стимулюючого регулювання здійснювалась у рамках Проекту Агентства США з міжнародного розвитку «Муніципальна енергетична реформа в Україні».



З метою залучення інвестицій у великомасштабні проекти будівництва об'єктів «зеленої» енергетики, що потребують позикового капіталу, НКРЕКП у 2 етапи

**Сприяння розвитку виробництва енергії з відновлюваних джерел**

було затверджено розроблені спільно з ЄБРР та Міжнародною фінансовою корпорацією (IFC) зміни до Примірного договору про купівлю-продаж електричної енергії між державним підприємством «Енергоринок» та суб'єктом господарювання, що виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії (bankable PPA). Ключові новації договору передбачають: концепцію попереднього укладення договору (Pre-PPA); фіксацію терміну дії договору до 01 січня 2030 року; чітке визначення форс-мажору; можливість переуступлення права вимоги для захисту прав кредиторів; міжнародний арбітраж для захисту прав інвесторів; урахування стандартних позицій PPA, визначених Корпорацією приватних закордонних інвестицій (далі – OPIC). Так, наприклад, одним із найбільших на сьогоднішній день проектів будівництва об'єктів «зеленої» енергетики, який буде реалізовуватись на території Запорізької області, є будівництво вітрового парку потужністю 500 МВт, що підтверджується прийняттям 14 грудня 2017 року Радою директорів Корпорації закордонних приватних інвестицій США позитивного рішення щодо виділення кредитів та страхування політичних ризиків для розвитку проекту вітрового парку в Запорізькій області та листом-підтримкою посла США Марі Л. Йованович з питання вдосконалення PPA для проектів відновлювальної енергетики, реалізації інвестицій у 500 мільйонів доларів США у фінансування будівництва 500 МВт вітрового парку в Запорізькій області із залученням фінансування OPIC.

Законом про НКРЕКП суттєво розширено перелік функцій та повноважень НКРЕКП стосовно захисту прав споживачів.

**Захист прав споживачів**

У 2017 році реалізація функції НКРЕКП щодо захисту прав споживачів здійснювалась за різними напрямками.

НКРЕКП здійснювала розгляд скарг споживачів, надавала роз'яснення з питань застосування актів НКРЕКП, а також сприяла покращенню розгляду скарг та звернень споживачів ліцензіатами. Протягом 2017 року НКРЕКП було розглянуто 7435 скарг споживачів.

З метою забезпечення принципів відкритості та прозорості діяльності НКРЕКП та для спрощення отримання споживачами актуальної інформації з 2017 року НКРЕКП впровадила додатковий сервіс інформаційно-довідкову телефонну лінію (044)204-70-72 для споживачів послуг у відповідних галузях (рис. 1.1.8).



Сервіс структуровано за:

- сферами регулювання (електрична енергія, природний газ, тепла енергія, централізоване водопостачання та водовідведення);
- категоріями споживачів (фізична особа, юридична особа);
- категоріями питань (від укладення договору та приєднання до структури тарифів та заходів з енергоефективності).

Зазначений сервіс дає можливість споживачам в автоматичному режимі отримати відповіді на більше ніж 50 актуальних запитань, регулювання яких належить до компетенції НКРЕКП, та, у разі необхідності, отримати консультацію фахівця профільного структурного підрозділу НКРЕКП.

Зазначений сервіс дає можливість споживачам в автоматичному режимі отримати

відповіді на більше ніж 50 актуальних запитань, регулювання яких належить до компетенції НКРЕКП, та, у разі необхідності, отримати консультацію фахівця профільного структурного підрозділу НКРЕКП.

**Шановний клієнте!** Висловлюємо Вам подяку, що протягом минулого року користувалися послугами нашого підприємства, та вважасмо своїм обов'язком згідно з постановою НКРЕКП від 30.03.2017 № 464 довести до Вашого відома інформацію, а саме:

**Середньомісячне споживання у 2016 році на одне домогосподарство**

	Населення	Населення з електроопаленням
	фонки одиниць, кВт/год	
Середнє по споживачах	182	1790
Середнє по Україні	161	1129
Середнє по країнах ЄС*	305	
Середнє по Польщі*	167	
Середнє по Угорщині*	218	
Середнє по Словаччині*	227	
Середнє по Румунії*	135	

**Структура річного тарифу на електричну енергію для населення у 2016 році**

22% Дистрибуція електричної енергії  
78% Виробництво електричної енергії (генерація)

**Порівняння тарифів на електричну енергію для населення, грн/кВт·год (з податками)\***

Україна	Румунія	Польща	Словаччина	Чехія
0,82	3,59	4,02	4,78	5,35

\* за офіційними даними, наведеними на сайті Eurostat станом на 14.04.2017 року. Використано курс НБУ на 2016 рік - 1 євро = 26,29 грн.

**Структура виробництва електричної енергії в Україні по видах генерації у 2016 році, %**

	НАЕК «Енергоатом»	ТЕС	ГЕС	ТЕЦ	«Зелена» енергія
Частка у загальному обсязі виробництва	53,9 %	31,8 %	6,1 %	6,9 %	1,3 %
Частка у загальній вартості	29,6 %	46,0 %	4,9 %	12,4 %	7,1 %

Додатково: пік вхідного розподільча електрична мережа височить за рахунок аварійності становить близько 30 років.

**SAIDI, тривалість перерв в електропостачанні у 2016 році, хвилини**

	ПАТ «НИВЕНЕРГО»		Україна		Країни ЄС	
	планові	непланові	планові	непланові	планові	непланові
Тривалість перерв, кв	30,5	135,7	522	690	155	190

З планами державного контролю та результатами перевірок ліцензійної діяльності можна ознайомитись на офіційному веб-сайті НКРЕКП [www.ncrekp.gov.ua](http://www.ncrekp.gov.ua). З додатковою інформацією Ви можете ознайомитись на веб-сайті підприємства: [kuyenergo.ua](http://kuyenergo.ua).

З повагою, НИВЕНЕРГО

Постановою НКРЕКП від 30.03.2017 № 464 «Про щорічне забезпечення споживачів ключовою інформацією про послуги у сферах енергетики та комунальних послуг», передбачено доведення до відома споживачів до 01 травня кожного року суб'єктами господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг, державне регулювання яких здійснюється НКРЕКП, інформації щодо фактичного обсягу споживання, порівняння обсягів споживання з іншими споживачами, структури тарифів та додаткової інформації, що стосується споживача електричної енергії, природного газу та комунальних послуг. При цьому суб'єкти господарювання доводять до споживачів ключову інформацію шляхом відправлення засобами поштового зв'язку (рознесення її співробітниками компанії) та розміщення її в особистому кабінеті споживача (у разі його наявності).

Створені за рішенням НКРЕКП в енергопостачальних компаніях інформаційно-консультаційні центри та кол-центри відіграють важливу роль, забезпечуючи зворотний зв'язок компаній

зі споживачами. Усього у 2017 році до інформаційно-консультаційних центрів надійшло 139 189 звернень від споживачів електроенергії. З 31 574 звернень щодо спірних ситуацій рішення на користь споживачів було прийнято по 14 658 зверненням. Операторами кол-центрів було оброблено 9 079 983 звернень споживачів, що на 22 % більше ніж у попередньому році.

**Регулювання якості послуг** разом з ціновим регулюванням і регулюванням доступу до інфраструктури є одним з основних завдань при регулюванні природних монополій.

Протягом року було продовжено роботу з удосконалення системи моніторингу та регулювання якості послуг в електроенергетиці, газовому секторі, сферах тепlopостачання, централізованого водopостачання та водовідведення. Було розпочато практичне застосування **стандартів якості послуг** в електроенергетиці та газовій сфері. Постановою від 18.10.2016 № 1841 НКРЕКП затвердила Порядок забезпечення стандартів якості надання послуг з електропостачання, який набув чинності з 13.01.2017, та постановою від 21.09.2017 № 1156 – Мінімальні стандарти та вимоги до якості обслуговування споживачів та постачання природного газу, які набули чинності 08.10.2017. Даними нормативно-правовими актами визначено стандарти якості надання послуг з електропостачання, якості обслуговування споживачів при наданні послуг з розподілу та постачання природного газу та компенсації споживачам за їх недотримання. Таким чином, починаючи з 2017 року НКРЕКП перейшла від моніторингу показників якості послуг ліцензіатів до регулювання якості послуг.

Для розв'язання проблемних питань, пов'язаних з приєднанням до електричних мереж, 30.01.2017 Регулятором прийнята постанова НКРЕКП № 441 «Про затвердження Змін до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж», якою встановлено чіткі строки надання розподільчою компанією послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, зокрема, приєднань, які не є стандартними, та встановлено відповідальність розподільчих компаній (зниження плати за приєднання) у випадку перевищення строків надання послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж.

При регулюванні платіжно-розрахункових відносин на ринку електроенергії завдяки заходам, вжитим НКРЕКП, рівень розрахунків енергопостачальників за куповану на Оптовому ринку електроенергію у 2017 році збільшився порівняно з попереднім роком на 2,1 в. п. Разом з тим спостерігався певний приріст заборгованості перед ОРЕ, зумовлений, переважно, неповною сплатою за спожиту електроенергію підприємствами вугільної промисловості та металургійними підприємствами.

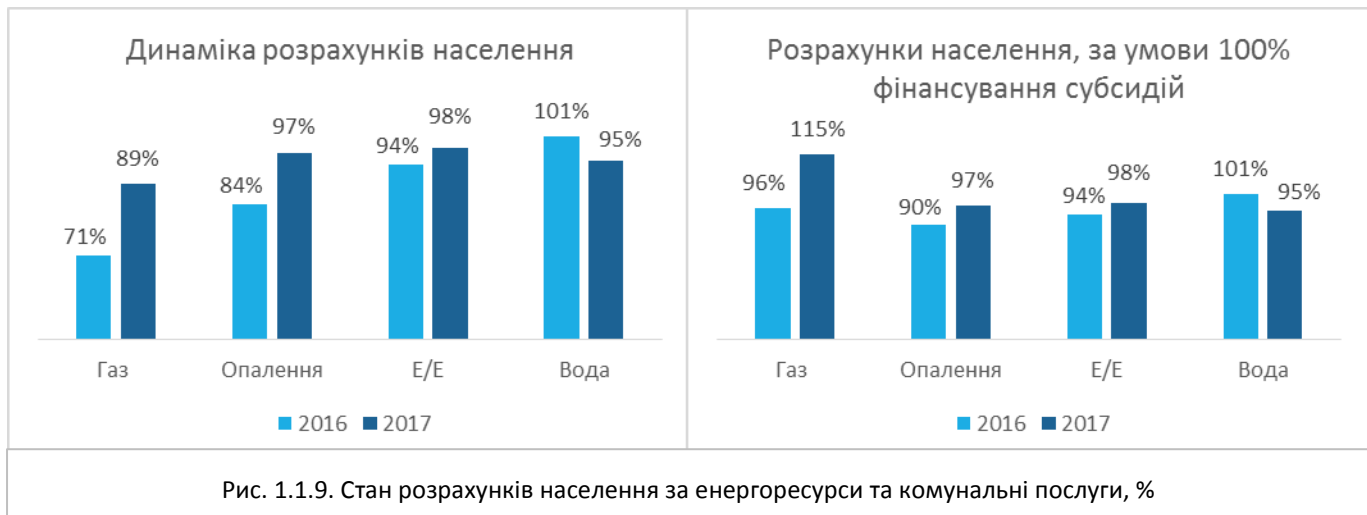
**Забезпечення високого рівня розрахунків за енергоресурси**

У сфері централізованого тепlopостачання, де в умовах приведення протягом 2014 – 2016 років тарифів до економічно обґрунтованого рівня, суттєво зросла вартість послуг, завдяки заходам НКРЕКП рівень розрахунків споживачів теплової енергії та комунальних послуг у 2017 році не знизився і, за умови своєчасного фінансування пільг та субсидій, складає 98 %.

Одним з важливих факторів, які обумовили такий результат є успішна програма НКРЕКП з оснащення приладами обліку житлових будинків. Якщо в 2014 році рівень оснащення приладами комерційного обліку теплової енергії складав 32 %, в 2016 році – 61 %, то на 01.01.2018 р. він досяг рівня 90 % (від кількості теплових вводів) і 94,4 % (відносно опалюваної площі).

Рівень розрахунків за централізоване водopостачання та водовідведення по ліцензіатам НКРЕКП (57 підприємств) у цілому залишається на високому рівні – більше 93 %. Стан розрахунків населення за енергоресурси та комунальні послуги зображено на рис. 1.1.9.





У 2017 році НКРЕКП відповідно до покладених на неї завдань продовжувала здійснювати ліцензування господарської діяльності у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, у нафтогазовому комплексі, а також розпочала ліцензування господарської діяльності з перероблення та захоронення побутових відходів.

**Ліцензування та ліцензійний контроль**

Таблиця 1.1.1. Розподіл ліцензіатів за сферами регулювання

Сфера регулювання	Кількість діючих ліцензій станом на 01.01.2018
Сфера електроенергетики	663
Нафтогазовий комплекс	430
Сфера теплопостачання	197
Централізоване водопостачання та водовідведення	57
Сфера поводження з побутовими відходами	31
<b>Усього</b>	<b>1 378</b>

Станом на 01 січня 2018 року кількість діючих ліцензій НКРЕКП становила 1 378, що на 2 % більше ніж на 01 січня 2017 року. Розподіл ліцензіатів за сферами регулювання наведено в табл. 1.1.1.

**Контроль за діяльністю суб'єктів господарювання** у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів (рис. 1.1.10, 1.1.11) здійснюється Регулятором у напрямках дотримання ліцензіатами

законодавства та ліцензійних умов, зокрема в частині дотримання встановлених цін та тарифів, цільового використання коштів, передбачених тарифами, порядку закупівлі товарів, робіт та послуг на тендерних умовах, виконання інвестиційних програм, провадження інших, крім ліцензованих, видів діяльності, надання відповідної звітності тощо.

Контроль здійснюється шляхом проведення планових і позапланових виїзних перевірок, аналізу наданої звітності. У 2017 році НКРЕКП здійснила 240 (ву 2016 році – 215) перевірок щодо дотримання ліцензіатами вимог ліцензійних умов (202 планові та 38 позапланових).

За результатами розгляду виявлених під час проведення перевірок порушень ліцензійних умов застосовано до ліцензіатів-порушників санкції у вигляді штрафів на загальну суму 30 млн грн, у тому числі:

- в електроенергетичному комплексі — 21,3 млн грн;
- у сфері теплопостачання — 0,6 млн грн;
- у сфері централізованого водопостачання та водовідведення — 1,6 млн грн;
- на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів — 6,4 млн грн.

## Ключові моменти

- ✓ Публікація плану проведення заходів контролю (<http://www.nerc.gov.ua/?id=11901>)
- ✓ Публікація результатів заходів (актів перевірок) контролю на сайті НКРЕКП
- ✓ Розгляд результатів заходів контролю на відкритих засіданнях
- ✓ Інформування про зведені результати заходів контролю
- ✓ Принципова позиція та публічність при проведенні заходів державного контролю

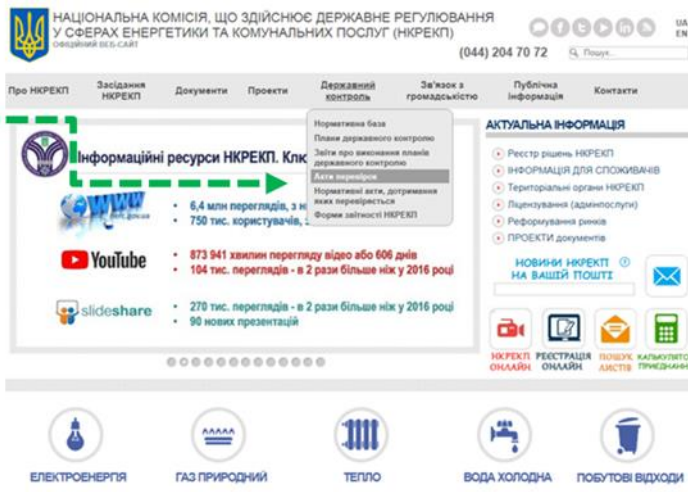


Рис. 1.1.11. Заходи ліцензійного контролю на сайті НКРЕКП



Комісія суттєво підвищила за останні роки накладені штрафи та санкції за результатами перевірок ліцензіатів

Рис. 1.1.10. Санкції за результатами перевірок ліцензіатів

Відповідно до ст. 24 Закону про НКРЕКП при Регуляторі діє Громадська рада як постійно діючий консультативно-дорадчий орган, що утворюється з метою залучення громадян до реалізації державної політики щодо регулювання діяльності суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Протягом 2017 року відбулося 5 засідань Громадської ради, у яких активну участь брали фахівці НКРЕКП.

**Діалог Регулятора з громадськістю**

На офіційному веб-сайті НКРЕКП функціонує рубрика «Громадська рада», де розміщуються відомості про діяльність ради (установчі документи, склад ради, протоколи засідань тощо).

Налагодженню системного діалогу з громадськістю в НКРЕКП сприяло проведення у 2017 році консультацій з громадськістю. За участю представників Громадської ради відбулися засідання за круглим столом та громадські слухання на такі теми:

- «Проблемні питання формування та забезпечення єдиного тарифного стимулювання перероблення та захоронення побутових відходів»;

- «Стан впровадження стимулюючого тарифоутворення для енергорозподільчих компаній»;
- «Включення понаднормативних втрат теплової енергії в теплових мережах підприємств тепlopостачання до складу тарифу на теплову енергію. Умови включення до тарифів та програми зменшення втрат у мережах»;
- «Газ. Тарифи. Перспективи»;
- «Газ. Тарифи. Українські реалії»;
- «Прозорість та контроль у діяльності Регулятора»;
- «Огляд кращих світових практик тарифоутворення у сфері розподілу природного газу»;
- «Необхідність запровадження окремого коефіцієнту «зеленого» тарифу для об'єктів електроенергетики, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням в якості робочого тіла генераторного (піролізного) газу, отриманого у процесі примусової газифікації біомаси».

З метою забезпечення зворотного зв'язку з громадськістю у мережі Інтернет постійно функціонує Форум НКРЕКП (<http://forum.nerc.gov.ua/>). Протягом звітного року на Форумі було створено 2417 нових тем, у рамках яких розміщено 3975 повідомлень.

На сайті НКРЕКП постійно діяли рубрики «Питання-відповідь», де розміщувалися роз'яснення та відповіді на актуальні запитання споживачів.

Упродовж 2017 року НКРЕКП була задіяна у 332 судових справах, провадження в яких триває, починаючи з вересня 2014 року (рис.1.1.12)<sup>5</sup>.

**Забезпечення ефективного представництва інтересів НКРЕКП у судах України**

Кількість судових справ, предметом розгляду в яких є рішення НКРЕКП, прямо залежить від активних дій НКРЕКП щодо впровадження нових правил на ринку електричної енергії та газу, пов'язаних з імплементацією Третього Енергетичного пакету ЄС, зокрема, на виконання законів України «Про ринок природного газу» та «Про ринок електричної енергії», тому політична та суспільна реакція на деякі рішення НКРЕКП шляхом оскарження рішень НКРЕКП у судах України, що спостерігалась у 2017 році, є цілком природною.

При цьому кількість судових справ, де НКРЕКП залучено у якості третьої особи, яка не заявляє самостійних вимог на предмет спору, залежить від позиції суду стосовно необхідності забезпечення прав НКРЕКП при розгляді справ, що стосуються правовідносин у сфері енергетики та комунальних послуг, та в більшості випадків обґрунтовується необхідністю надання Регулятором до судів України компетентних роз'яснень чинного законодавства у сферах енергетики та комунальних послуг у конкретних випадках, що є предметом судового розгляду.

Варто зазначити, що на користь НКРЕКП прийнято 100 % судових рішень, що набрали законної сили у 2017 році, по справах, предметом оскарження в яких є рішення НКРЕКП, що мають ознаки регуляторних актів, а також нормативно-правових актів НКРЕКП.

Також на користь НКРЕКП прийнято 100 % судових рішень, що набрали законної сили у 2017 році, по справах, предметом оскарження яких є тарифи/ціни, затверджені постановами НКРЕКП.

НКРЕКП бере участь та активно забезпечує захист інтересів держави у справах за позовами Національного антикорупційного бюро України про визнання недійсними договорів про переведення боргу/відступлення права вимоги між підприємствами енергетичного комплексу (12 справ, що перебували у роботі в НКРЕКП упродовж 2017 року).

Водночас, НКРЕКП бере участь та активно забезпечує захист інтересів держави у справі № 14-01/1494 про визнання ПАТ «Черкасиобленерго» банкрутом (шляхом недопущення намагань вивести із складу кредиторів ДП «Енергоринок»).

<sup>5</sup> Довідково. Кількість справ, в яких забезпечувалось представництво інтересів та правової позиції НКРЕКП у 2017 році (у тому числі справи провадження в яких відкрито, починаючи з вересня 2014 року).



На виконання положень статті 22 Закону про НКРЕКП у 2017 році НКРЕКП було подано позови про стягнення сум штрафів, накладених на ліцензіатів НКРЕКП за результатами проведених заходів контролю та несплачених ліцензіатами своєчасно, зокрема, до ПАТ «Коростишівгаз», КП «Коломияводоканал», ПТМ «Володимир-Волинськтеплокомуненерго» та 4 позови до ПАТ «Київенерго».

За результатами діяльності щодо захисту прав та інтересів НКРЕКП в судах України у 2017 році прийнято 46 судових рішень, що набрали законної сили відповідно до положень процесуальних кодексів України, серед яких 37 рішень судів на користь НКРЕКП, а 9 – на користь іншої сторони у справі (рис. 1.1.13)<sup>6</sup>.

Варто відзначити найбільш

суспільно важливі справи у 2017 році, де НКРЕКП виступає в якості відповідача:

1. Постановою Окружного адміністративного суду м. Києва від 21.11.2017 у справі № 826/26286/15 відмовлено в задоволенні позову ВАТ «Тольяттіазот» до НКРЕКП про визнання протиправною та нечинною постанови НКРЕКП від 18.06.2015 № 1786 «Про затвердження Порядку формування тарифів на транспортування аміаку магістральними трубопроводами».



Постановою Київського апеляційного адміністративного суду від 26.02.2018 відмовлено у задоволенні апеляційної скарги ВАТ «Тольяттіазот», рішення суду першої інстанції залишено без змін.

Резидент Російської Федерації намагається в судовому порядку скасувати регуляторний акт, який взагалі не зачіпає відносини, які виникають між ВАТ «Тольяттіазот» та ДП «Укрхімтрансаміак», як монополіста з транспортування аміаку магістральними трубопроводами.

ВАТ «Тольяттіазот» вказує на те, що Порядок має визначати і розповсюджувати свою дію на зовнішньоекономічні контракти та договори (тобто установлення тарифу на транзит аміаку, що віднесено до повноважень Кабінету Міністрів України), а не тільки на внутрішній ринок, проте до повноважень НКРЕКП не відносить регулювання зовнішньоекономічної діяльності).

2. Постановою Київського апеляційного адміністративного суду від 06.04.2017 у справі

<sup>6</sup> Довідково. Положеннями статті 129<sup>1</sup> Конституції України встановлено, що судові рішення є обов'язковим до виконання. При цьому обов'язковим до виконання є судові рішення, яке набрало законної сили. Разом з тим рішення суду набирає законної сили після закінчення строку подання апеляційної скарги всіма учасниками справи, якщо апеляційну скаргу не було подано. У разі подання апеляційної скарги рішення, якщо його не скасовано, набирає законної сили після повернення апеляційної скарги, відмови у відкритті чи закриття апеляційного провадження або прийняття постанови судом апеляційної інстанції за наслідками апеляційного перегляду (стаття 255 Кодексу адміністративного судочинства України, стаття 241 Господарського процесуального кодексу України та стаття 273 Цивільного процесуального кодексу України).

№ 826/6876/15 задоволено апеляційну скаргу НКРЕКП та визнано правомірною постанову НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 «Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню» (справа за позовом Блащука В. Ю. до НКРЕКП, про визнання незаконною та нечинною постанови НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 «Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню»).

Станом на сьогодні справа перебуває на розгляді в касаційному провадженні (судом апеляційної інстанції встановлено, що діючі тарифи на електричну енергію для населення правомірні).

## 2. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

### 2.1. Загальна інформація

У сфері електроенергетики НКРЕКП здійснює регулювання діяльності природних монополій (передача, розподіл електричної енергії) та суб'єктів, що провадять діяльність на суміжних ринках (виробництво та постачання електричної енергії), зокрема шляхом проведення цінової і тарифної політики, встановлення цін (тарифів) на електричну енергію, тарифів на її передачу та постачання; забезпечує захист прав споживачів електричної енергії, у тому числі шляхом розгляду звернень споживачів та надання роз'яснень з питань застосування нормативно-правових актів НКРЕКП; здійснює моніторинг функціонування ринку електричної енергії та забезпечує сприяння ефективному його функціонуванню.

#### 2.1.1. Загальний опис електроенергетичного сектору

Ключові показники електроенергетичного сектору України за 2017 рік наведено в табл. 2.1.1. Основні характеристики ринку електричної енергії та схему об'єднаної енергетичної системи України у 2017 році наведено на рис. 2.1.1 та 2.1.2<sup>7</sup>.

Таблиця 2.1.1. Основні показники електроенергетичного сектору за 2017 рік

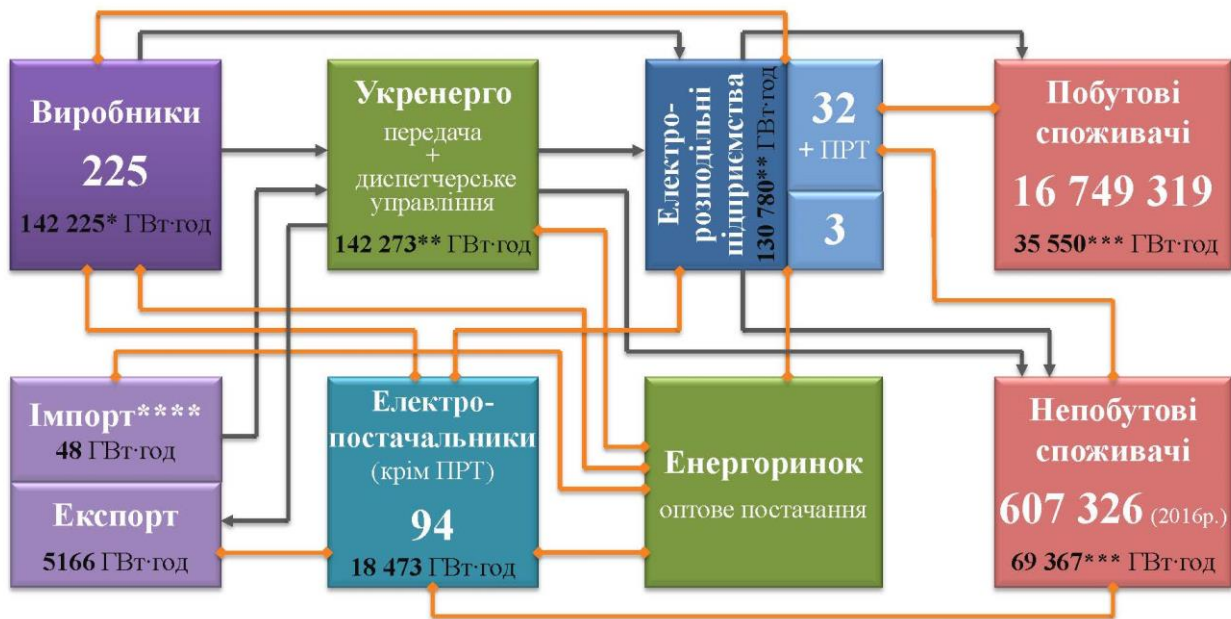
Виробництво: встановлена потужність <sup>8</sup> *		2017	
		МВт	%
Виробництво: обсяги продажу в ОРЕ*	ГК ТЕС	24 565	47,4
	АЕС	13 835	26,7
	ГЕС	4 719,2	9,1
	ГАЕС	1 509,5	2,9
	ТЕЦ	5 972,3	11,5
	ВЕС	328,4	0,6
	СЕС	758,4	1,5
	Станції на біопаливі/біогазі	96,9	0,2
Переддача: довжина мереж*		МВт·год	%
	ГК ТЕС	40 526 101	28,5
	АЕС	80 295 274	56,6
	ГЕС/ГАЕС	10 012 815	6,9
	ТЕЦ	9 285 691	6,5
ВДЕ	2 104 877	1,5	
Переддача: кількість підстанцій*		кМ	
	800 кВ	84	
	750 кВ	4 121	
	500 – 400 кВ	567	
	330 кВ	12 483	
	220 кВ	2 010	
	110 – 150 кВ	486	
	35 кВ	78	
КЛ 110 – 0,4 кВ	3 747		
Переддача: кількість підстанцій*		шт	Потужність, МВА
	750 кВ	48	16 488
	500 – 400 кВ	3	399
	330 кВ	189	38 745
	220 кВ	39	6 125
	110 кВ	37	1 608

<sup>7</sup> Джерело: веб-сайт «НЕК «Укренерго»: <https://drive.google.com/file/d/0BwZR8kgLwyBtUEtFNW43V1B3WEU/view>;

<sup>8</sup> Інформація щодо встановленої потужності наведена згідно з інформацією, наданою ДП «НЕК «Укренерго».

<b>Передача: витрати в мережах</b>		<b>млн кВт·год</b>	<b>% від відпуску в мережу</b>
		3 855,3	2,71
<b>Розподіл: довжина мереж, км*</b>		<b>км</b>	
	110 (150) кВ	37 488	
	35 кВ	64 264	
	6 (10) кВ	274 409	
	0,4 кВ	398 420	
	КЛ 110 (150) – 35 кВ	627	
	КЛ 6 (10) кВ	43 230	
<b>Розподіл: кількість підстанцій*</b>		<b>шт</b>	
	110 (150) кВ	1 519	
	35 кВ	7 213	
<b>Розподіл: витрати в мережах</b>		<b>млн кВт·год</b>	<b>% від відпуску в мережу</b>
		12 931,8	9,89
<b>Споживання: кількість споживачів*</b>		<b>абонентів</b>	
	Непобутові	607 326 <sup>9</sup>	
	Побутові	16 749 319	
<b>Споживання: обсяги</b>		<b>млн кВт·год</b>	<b>%</b>
	Непобутові	69 367	66,1
	Побутові	35 550	33,9

\*без Кримської ЕЕС та неконтрольованої території Донбаської ЕЕС.



\* обсяг відпуску електроенергії, проданої виробниками на ОРЕ;

\*\* обсяг відпуску електроенергії в мережу;

\*\*\* побутові споживачі – обсяг споживання, непобутові споживачі – обсяг постачання;

\*\*\*\* обсяг технологічних сальдо перетоків електроенергії.

Рис. 2.1.1. Основні характеристики ринку електричної енергії у 2017 році

<sup>9</sup> Кількість непобутових споживачів за 2016 рік.

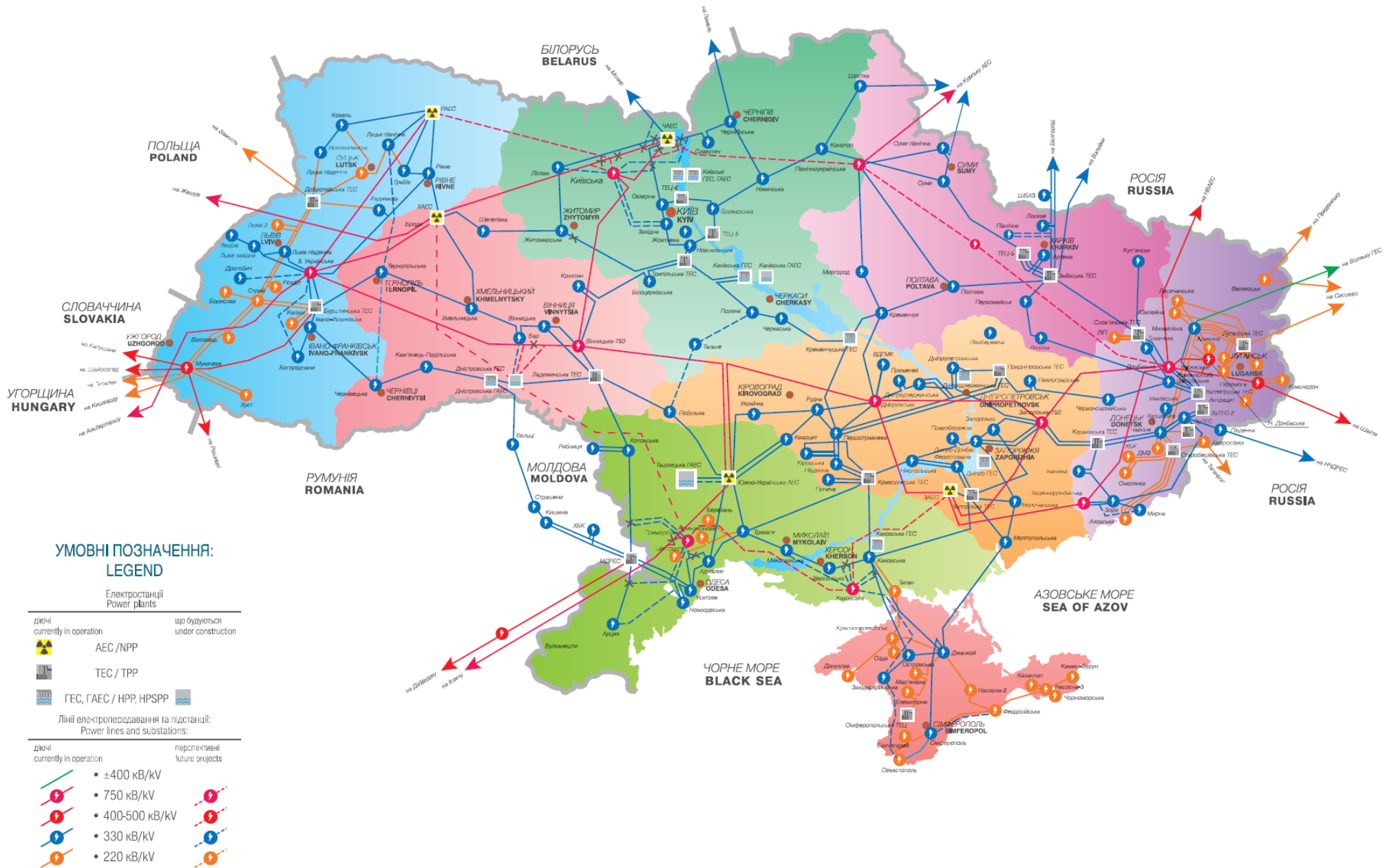


Рис. 2.1.2 Схема об'єднаної енергетичної системи України



## *Ключові проблеми галузі*

В електроенергетичній галузі накопичено багато проблем, які гальмують її розвиток та потребують нагального розв'язання. Технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного через високий ступінь зношеності обладнання, технологічну відсталість, відсутність достатнього рівня інвестицій тощо.

На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Так, наприклад, з 83 енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій, загальна встановлена потужність яких складає 24 185 МВт, 72 енергоблоки (18 046 МВт або 74,6 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 5 енергоблоків (1 339 МВт або 5,5 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і лише 6 енергоблоків (4 800 МВт або 19,8 %) експлуатується понад проектний термін експлуатації. Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01.2018 наведено у додатку 2.1.1.

Нормативно-правова база та методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі.

На ринку електричної енергії зберігається викривлена система ціноутворення (як на оптовому, так і в роздрібному сегментах), відсутність ринкових механізмів формування цін та значний рівень перехресного субсидювання, особливо побутових споживачів.

Одним із проблемних залишається питання рівня оплати за куплену електричну енергію на оптовому ринку електроенергії, що призводить до заборгованості перед її виробниками.

Також виникають складнощі із забезпеченням безперебійного постачання електроенергії споживачам і сталого проходження опалювального періоду у зв'язку із дефіцитом вугілля антрацитової групи, необхідного для роботи ТЕС, що пов'язане, у тому числі, з блокуванням його постачання. І хоча встановлена потужність виробництва в ОЕС України суттєво перевищує пікові навантаження, через застарілість обладнання та недостатні запаси вугілля на електростанціях реальна доступна потужність електростанцій є нижчою і в окремі періоди спостерігається дефіцит резервних потужностей. Як наслідок, на початку 2017 року вживалися тимчасові надзвичайні заходи на ринку електричної енергії.

Відсутність потужних зв'язків з енергетичним об'єднанням ENTSO-E обмежує можливості енергосистеми України щодо диверсифікації джерел постачання електроенергії у періоди недостатності внутрішнього виробництва та забезпечення безперебійного постачання електричної енергії споживачам.

### **2.1.2. Реформування ринку електроенергії**

Оптовий ринок електричної енергії України функціонує за моделлю оптового покупця або так званого «єдиного покупця».

За період застосування цієї моделі відбулось накопичення низки проблем (зростання заборгованості на ринку, зношеність обладнання багатьох станцій та мереж тощо), розв'язання яких знаходиться в площині застосування механізмів та підходів, заснованих на принципах конкуренції, прозорих та недискримінаційних правил роботи на ринку. Саме на таких принципах побудовано європейське енергетичне законодавство. У рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та відповідних міжнародних зобов'язань Україна гармонізує національне законодавство з нормами законодавства ЄС у сфері енергетики, взявши на себе відповідні зобов'язання.

13 квітня 2017 року Верховною Радою України був прийнятий Закон України «Про ринок електричної енергії», який набув чинності 11 червня 2017 року.

Цей Закон був розроблений за сприяння Секретаріату Енергетичного Співтовариства та має на меті приведення законодавства України у сфері електроенергетики у відповідність до вимог «Третього енергетичного пакета» законодавства ЄС.

Розробку проекту Закону було розпочато у 2015 році із залученням широкого кола фахівців галузі та міжнародних експертів. Спеціалісти НКРЕКП брали активну участь у доопрацюванні та супроводженні проекту Закону України «Про ринок електричної енергії» під час його розгляду в Комітеті з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки Верховної Ради України, надавали пропозиції при підготовці законопроекту до розгляду у другому читанні.

Законом скасовуються Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» та Закон України «Про електроенергетику» (за винятком окремих статей, які втрачать чинність з дати початку дії нового ринку електричної енергії).

Відповідно до положень Закону новий ринок електричної енергії базується на принципах лібералізації, ринкового ціноутворення та конкуренції, посилення ролі та захисту прав споживачів у відповідності до законодавства та найкращих практик функціонування ринків електроенергії Європейського Союзу.

Крім цього, Законом передбачаються структурні зміни, зокрема відокремлення оператора системи передачі та операторів систем розподілу, утворення нових суб'єктів (оператор ринку, гарантований покупець), зміна функцій більшості учасників ринку.

При впровадженні нової моделі ринку суттєвих змін зазнає діюча структура ринку електричної енергії, оскільки мають бути запроваджені нові сегменти ринку, а саме (рис. 2.1.3):

- ринок двосторонніх договорів, які укладаються між учасниками ринку у довільній формі для купівлі-продажу електричної енергії поза організованими сегментами ринку;
- ринок «на добу наперед», на якому здійснюється купівля-продаж електричної енергії на наступну добу;
- внутрішньодобовий ринок, на якому купівля-продаж електричної енергії здійснюється безперервно впродовж доби фізичного постачання електричної енергії;
- балансуєчий ринок, який організовується оператором системи передачі електричної енергії з метою балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії;
- роздрібний ринок, який створюється для задоволення потреб споживачів у електричній енергії та пов'язаних з цим послуг;
- ринок допоміжних послуг, на якому оператор системи передачі здійснює купівлю допоміжних послуг для забезпечення надійної роботи ОЕС України та належної якості електроенергії.

З метою узгодження дій органів державної влади, установ, організацій та суб'єктів господарювання з питань забезпечення запровадження нового ринку електричної енергії, підготовки пропозицій та рекомендацій щодо заходів, пов'язаних із запровадженням нового ринку електричної енергії, та здійснення контролю за вжиттям таких заходів частиною сьомою розділу XVII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону передбачено створення Координаційного центру. Постановою Кабінету Міністрів України від 09 серпня 2017 року № 559 було утворено Координаційний центр із забезпечення запровадження нового ринку електричної енергії під керівництвом Віце-прем'єр-міністра України В. Кістіона, заступником голови Координаційного центру призначено Голову НКРЕКП Д. Вовка.

Імплементация Закону передбачає розробку та затвердження більше 100 нормативно-правових актів, з яких 86 необхідно прийняти до червня 2018 року. При цьому в процесі реформування ринку електроенергії відповідно до Закону одна із ключових ролей належить

Регулятору, до повноважень якого відноситься затвердження переважної більшості актів вторинного законодавства.

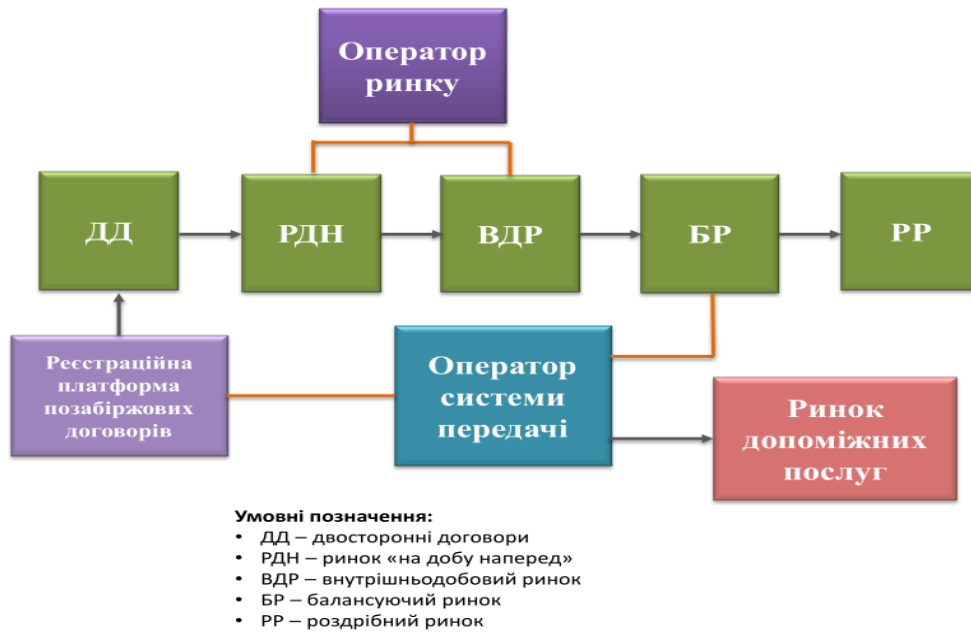


Рис. 2.1.3. Структура ринку електричної енергії України відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»

З метою виконання покладених на НКРЕКП завдань з упровадження положень Закону протягом 2017 року було продовжено розпочату в 2015 році реалізацію Плану-графіка впровадження нової моделі ринку електричної енергії<sup>10</sup>, який містить детальний перелік заходів, серед яких, у тому числі, розробка нормативно-правових документів, основних правил, кодексів, тарифних методик, форм договорів тощо, а також етапи їх розробки та виконання. До роботи над реалізацією заходів залучені НКРЕКП, Міненерговугілля, ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок», а також проекти міжнародної допомоги, які здійснюють підтримку у впровадженні нової моделі ринку електричної енергії України.

Суттєву підтримку у процесі напрацювання проектів вторинного законодавства, необхідного для забезпечення функціонування нової моделі ринку електроенергії, НКРЕКП отримала від фахівців Секретаріату Енергетичного Співтовариства та проекту EU4Energy, проекту ЄС «Допомога Україні у процесі впровадження реформ в секторі енергетики відповідно до міжнародних зобов'язань країни», а також проекту технічної допомоги ЄС Twinning «Підтримка Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) України, у процесі реформування ринку електроенергії» (партнером за проектом Twinning був орган регулювання Словачької Республіки – RONI).

У рамках реалізації положень Закону України «Про ринок електричної енергії» в 2017 році були розроблені і прийняті на відкритих засіданнях Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг постанови НКРЕКП:

- від 10.08.2017 № 1016 «Про затвердження порядку сертифікації оператора системи передачі електричної енергії»;
- від 09.11.2017 № 1388 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії»;
- від 27.12.2017 № 1469 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу»;

<sup>10</sup> План-графік підтримано на відкритому засіданні НКРЕКП 29 жовтня 2015 року.

- від 27.12.2017 № 1470 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії»;
- від 27.12.2017 № 1466 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності зі здійснення функцій оператора ринку»;
- від 27.12.2017 № 1467 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії»;
- від 27.12.2017 № 1468 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності)»;
- від 27.12.2017 № 1471 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності із здійснення функцій гарантованого покупця»;
- від 27.12.2017 № 1406 «Про затвердження Порядку складання, подання, погодження, оприлюднення програми відповідності оператора системи розподілу, звіту про її виконання та погодження уповноваженої особи з питань відповідності».

Протягом року були розроблені також проекти постанов НКРЕКП:

- «Про затвердження Правил управління обмеженнями та порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів»;
- «Про затвердження Примірною договору про доступ до пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)»;
- «Про затвердження Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)».

На відкритому засіданні НКРЕКП 27.12.2017 року були схвалені проекти постанов:

- «Про затвердження Правил ринку»;
- «Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку»;
- «Про затвердження Кодексу системи передачі»;
- «Про затвердження Кодексу систем розподілу»;
- «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії»;
- «Про затвердження Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та систем розподілу»;
- «Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії».

З метою інформування громадськості та учасників ринку про заходи з реформування ринку електроенергії на веб-сайті НКРЕКП постійно розміщується та оновлюється відповідна інформація<sup>11</sup>.

### 2.1.3. Основні зміни за рік. Ключові виклики у 2017 році та заходи, вжиті

#### НКРЕКП для вдосконалення функціонування ринку електроенергії

Упродовж 2017 року НКРЕКП продовжувала роботу з удосконалення механізмів функціонування ринку електричної енергії та підходів щодо регулювання суб'єктів електроенергетики з метою подальшого розвитку і реформування сектору.

#### **Удосконалення цінової та тарифної політики**

Одним із напрямків нормотворчої діяльності НКРЕКП щодо вдосконалення цінової і тарифної політики в енергетиці є запровадження стимулюючого регулювання на послуги суб'єктів природних монополій, основними цілями якого є стимулювання компаній, що здійснюють

<sup>11</sup> З матеріалами можна ознайомитися за адресами: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?news=6343>; <http://www.nerc.gov.ua/?news=7419>

передачу та розподіл електричної енергії, до підвищення ефективності операційної діяльності та якості послуг для споживачів, зменшення втрат у мережах і залучення інвестицій.

НКРЕКП протягом 2015 – 2017 років за участі громадськості, міжнародних організацій, урядових органів розробила нормативну базу з питання впровадження стимулюючого регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. На сьогодні прийнято вичерпний пакет документів, який дозволяє впровадити стимулююче регулювання у сфері передачі та розподілу електричної енергії. Зокрема для сфери розподілу електричної енергії прийнято постанови НКРЕКП:

- «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» від 26.07.2013 № 1032 (зі змінами);
- «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики» від 11.07.2013 № 899 (зі змінами);
- «Про затвердження Порядку розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, тарифів на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, тарифів на постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання» від 11.07.2013 № 900 (зі змінами);
- «Про затвердження Процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» від 26.07.2013 № 1030 (зі змінами);
- «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» від 23.07.2013 № 1009 (зі змінами);
- «Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами» від 26.07.2013 № 1029 (зі змінами);
- «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання» від 11.07.2013 № 898 (зі змінами);
- «Про затвердження Порядку розподілу активів, витрат та доходів між видами діяльності ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами» від 26.07.2013 № 1031 (зі змінами).

Саме у 2017 році для сфери передачі електричної енергії було розроблено та прийнято постанови НКРЕКП:

- «Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами» від 27.07.2017 № 973;
- «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії для цілей стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами» від 27.07.2017 № 974;
- «Про затвердження Порядку розподілу активів, витрат і доходів між видами діяльності ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами» від 27.07.2017 № 975;
- «Про затвердження Процедури встановлення тарифу на послугу з централізованого диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою України» від 27.07.2017 № 976;
- «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу і тарифу на послугу з централізованого диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою України» від 27.07.2017 № 977;

- «Про затвердження Процедури встановлення тарифу для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» від 27.07.2017 № 978;
- «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами» від 27.07.2017 № 979;
- «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу і тарифу на передачу електричної енергії від здійснення діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» від 27.07.2017 № 980.

Основні параметри впровадження стимулюючого регулювання за видами діяльності наведено в таблиці 2.1.2.

Таблиця 2.1.2. Основні параметри впровадження стимулюючого регулювання за видами діяльності в електроенергетиці

№ з/п	Назва параметра	Розподіл електричної енергії	Передача електричної енергії
1	Оцінка активів	Оцінка здійснюється відповідно до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом ФДМУ від 12.03.2013 № 293	
2	Регуляторний період	Перший регуляторний період – 3 роки, наступні регуляторні періоди - по 5 років кожний	
3	Показники ефективності, у т. ч.:		
3.1	по операційних витратах	1. Загальний показник ефективності – 1% (з другого року першого регуляторного періоду) 2. Індивідуальний показник ефективності – 0%; (на перший регуляторний період, далі буде встановлюватися за результатами бенчмаркінгу)	Загальний показник ефективності – 1% (з першого року першого регуляторного періоду)
3.2	інші показники ефективності	1. Цільові показники SAIDI (мають бути досягнуті у 8 році з початку переходу на стимулююче регулювання): - 150 хвилин для міської місцевості; - 300 хвилин для сільської місцевості. 2. Показник ефективності технологічних витрат електричної енергії в мережах (з першого року першого регуляторного періоду): - для 1-го класу напруги – 1%; - для 2-го класу напруги – 3,5%	1. Цільовий індекс середньої тривалості відключень у системі (АІТ) – 1 хвилина (з другого року першого регуляторного періоду). 2. Цільове значення показників якості електричної енергії (рівень напруги, частота тощо) – (з другого регуляторного періоду)
4	Норма дохідності	12,5%	
5	Штрафні санкції	До 5% від доходу за недотримання цільових показників якості	До 100 млн грн за недотримання цільового показника АІТ (за шкалою)
6	Реінвестиції	50% від прибутку	
7	Амортизація активів, створених до переходу на стимулююче регулювання	30 років	

Відтак НКРЕКП створила єдину правову базу для застосування стимулюючого регулювання суб'єктів природних монополій, яке застосовується в багатьох країнах ЄС та ряді інших країн світу,

що спонукатиме суб'єктів природних монополій до підвищення ефективності їх роботи, забезпечуватиме створення умов для залучення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку, сприятиме підвищенню надійності та якості надання послуг споживачам.

Також у 2017 році НКРЕКП з метою забезпечення відкритості та прозорості діяльності у сфері виробництва електричної та теплової енергії, задля приведення нормативно-правових актів щодо формування, розрахунку та встановлення державних регульованих тарифів у відповідність до вимог чинного законодавства, врегулювання існуючих проблемних питань, що виникають у суб'єктів господарювання при провадженні господарської діяльності, було розроблено та прийнято нові порядки для генеруючих підприємств з такими новаціями:

#### **ГЕС/ГАЕС:**

- встановлення структури тарифів;
- встановлення тарифів для ГЕС та ГАЕС окремо;
- детальний опис статей витрат;
- процедуру встановлення та зміни тарифу;
- посилення відповідальності ліцензіата за недотримання структури тарифів;
- поквартальну розбивку ставки плати за відпущену електричну енергію у складі двоставкового тарифу;

#### **ТЕЦ:**

- встановлення структури тарифів;
- детальний опис статей витрат;
- підстави для перегляду тарифу за ініціативою ліцензіата та НКРЕКП;
- посилення відповідальності ліцензіата за недотримання структури тарифів;
- підходи при визначенні ціни на паливо, а саме:
  - індикативна ціна вугілля визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів з коригуванням на калорійність та вміст сірки;
  - вартість природного газу враховується на підставі моніторингу та аналізу цін на ринку природного газу, який здійснюється НКРЕКП, та з урахуванням індикативної вартості природного газу, а також з урахуванням обсягів та умов виконання спеціальних обов'язків, покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу, відповідно до Закону України «Про ринок природного газу»;
- при встановленні тарифів застосовуються підходи «затрати +» або стимулюючий тариф;
- передбачено застосування довгострокових параметрів регулювання;

#### **АЕС:**

- детальний опис статей витрат;
- процедуру встановлення та зміни тарифу;
- підстави для перегляду тарифу за ініціативою ліцензіата та НКРЕКП;
- посилення відповідальності ліцензіата за недотримання структури тарифів на виробництво електричної та теплової енергії;
- підходи при визначенні ціни на свіже ядерне паливо, а саме: вартість ядерного палива враховується на підставі моніторингу та аналізу ринкових котирувань (короткострокових та довгострокових) на урановмістну сировину, послуг конверсії та збагачення.

Таким чином, прийнятими нормативно-правовими актами удосконалено механізми реалізації державної політики у сфері енергетики, забезпечено належні стимули для суб'єктів господарювання на коротко- та довгостроковий періоди з метою планування своєї господарської діяльності, уникнення перехресного субсидіювання одних видів діяльності за рахунок інших,

забезпечення надійного та безперебійного енергопостачання, підвищення ефективності виробництва електричної та теплової енергії, забезпечення належних умов праці та соціальних гарантій для працівників.

### ***Застосування ринкових цін на електроенергію для всіх категорій споживачів***

У рамках створення передумов для реформування ринку електричної енергії у 2017 році НКРЕКП продовжила роботу щодо поступової ліквідації перехресного субсидіювання шляхом встановлення цін і тарифів для всіх споживачів, включаючи побутових, на економічно обґрунтованому рівні.

З цією метою прийнято постанову НКРЕКП від 24 квітня 2017 року № 538 «Про ринкове формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України», відповідно до якої завершено перехід до ринкового формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення. При цьому з 01 травня 2017 року ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом формують роздрібні тарифи на електричну енергію згідно з нормативно-правовими актами НКРЕКП та самостійно доводять їх до відома споживачів. Контроль за відповідністю розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, нормативно-правовим актам здійснюється НКРЕКП.

Також НКРЕКП постановою від 29.08.2017 № 1050 «Про затвердження Порядку розрахунку суми компенсації втрат ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом від постачання електроенергії населенню» удосконалила процедуру надання компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електричної енергії населенню. Зазначеною постановою передбачена необхідність введення ліцензіатами реєстру споживачів (абонентів), який має містити інформацію щодо особових рахунків, адрес, тарифів та обсягів споживання електричної енергії населенням. Реєстр повинен передбачати можливість сортування по вищезазначених параметрах та вибірки по кожному споживачу окремо за відповідний період. Це дасть можливість оперативно та ретельніше контролювати правильність розрахунку ліцензіатом суми компенсації втрат.

Крім того, НКРЕКП 27 грудня 2017 року було прийнято постанови:

- № 1419 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 29 серпня 2017 року № 1050» щодо внесення змін до Порядку розрахунку суми компенсації втрат ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом від постачання електроенергії населенню;
- № 1420 «Про затвердження Порядку розрахунку суми компенсації втрат ліцензіатів, що здійснюють господарську діяльність з постачання електричної енергії на закріпленій території, від постачання електроенергії населенню, яке розраховується за тарифами, диференційованими за періодами часу»;
- № 1421 «Про затвердження Порядку розрахунку суми компенсації втрат ліцензіатів, що здійснюють господарську діяльність з постачання електричної енергії на закріпленій території, від постачання електроенергії споживачам (крім населення) за тарифами, диференційованими за періодами часу»;
- № 1422 «Про затвердження Порядку розрахунку суми компенсації втрат ПАТ «Одесаобленерго» від постачання електроенергії дитячому центру «Молода гвардія».

Зазначені постанови удосконалять порядок надання компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електроенергії окремим категоріям за фіксованим (зниженим) тарифом на електроенергію, а також запровадять поквартальний розрахунок сум компенсації втрат.



## **Удосконалення механізмів функціонування оптового ринку електричної енергії**

1. Ураховуючи рішення Ради ОРЕ, погоджене НКРЕКП (постанова від 19.09.2017 № 1147), у Правилах ОРЕ уточнено порядок переключення блоків, які працюють в «Острові Бурштинської ТЕС», з шин електромережі ENTSO-E на шини електромережі ОЕС України, що дозволить диспетчерському центру (ДП «НЕК «Укренерго») за необхідності оперативно використовувати ці блоки для ліквідації дефіциту потужності в енергосистемі України.

2. Відповідно до рішення Ради ОРЕ, погодженого НКРЕКП (постанова від 31.07.2017 № 983), внесено зміни до Інструкції про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України (яка є додатком 3 до Договору між Членами ОРЕ) у частині складання прогнозного графіка навантаження за три доби, що передують розрахунковій, з метою визначення прогнозних допустимих величин експорту та імпорту електричної енергії. Зазначені зміни дозволять ДП «НЕК «Укренерго» визначати та здійснювати публікацію даних щодо доступної пропускної спроможності.

3. З метою оптимізації процедури визначення Розпорядником системи розрахунків фактичної вартості електричної енергії, проданої в Оптовий ринок електричної енергії України виробниками електричної енергії, за рішенням Ради ОРЕ внесено зміни до Інструкції про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України та Правил ОРЕ (постанови НКРЕКП від 27.12.2017 № 1404 та від 27.12.2017 № 1405).

4. З метою забезпечення сталого проходження осінньо-зимового періоду 2017 – 2018 років та проведення енергогенеруючими компаніями ТЕС та ТЕЦ розрахунків за паливні ресурси НКРЕКП погоджувала рішення Ради ОРЕ України щодо надання компаніям ТЕС та ТЕЦ авансових платежів за рахунок кредитних коштів, залучених ДП «Енергоринок». Для забезпечення необхідного рівня розрахунків енергогенеруючих підприємств за поточне споживання природного газу та погашення їх заборгованості НКРЕКП у 2017 році встановлювала енергогенеруючим компаніям норматив перерахування коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання окремої енергогенеруючої компанії, відкритий в уповноваженому банку, що забезпечило проведення розрахунків (у тому числі погашення заборгованості) енергогенеруючими компаніями з НАК «Нафтогаз України» на загальну суму 260,98 млн грн.

5. З метою забезпечення своєчасного та повного виконання постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом платіжно-розрахункових зобов'язань перед ДП «Енергоринок», що в свою чергу має покращити розрахунки останнього з виробниками електричної енергії, постановою НКРЕКП від 14.09.2017 № 1117 (офіційно опублікована 16.12.2017 в газеті «Урядовий кур'єр» за № 238) внесено зміни до Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок із спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕ від 13.06.2013 № 700.

6. З метою забезпечення можливості застосування ДП «Енергоринок» додаткових стимулюючих заходів для своєчасного та повного виконання енергопостачальниками платіжно-розрахункових зобов'язань перед ДП «Енергоринок» постановою НКРЕКП від 14.09.2017 № 1116 (офіційно опублікована 16.12.2017 в газеті «Урядовий кур'єр» за № 238) внесено зміни до Примірного договору купівлі-продажу електроенергії між оптовим постачальником електричної енергії (ДП «Енергоринок») та постачальником електроенергії за регульованим тарифом, затвердженого постановою НКРЕ від 11.05.2006 № 577.

7. З метою покращення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України та реалізації положень Закону № 2191-VIII «Про внесення змін до Закону України «Про державний бюджет України на 2017 рік», яким запроваджено фінансування нової бюджетної програми

«Субвенція з державного бюджету обласному бюджету Донецької області на погашення заборгованості за електричну енергію підприємств водопостачання» в обсязі 1,8 млрд грн було встановлено алгоритм розподілу коштів, які надходять під час проведення розрахунків з погашення заборгованості за електричну енергію підприємств водопостачання (постанова НКРЕКП від 27.12.2017 № 1402 «Про перерахування коштів»).

8. З метою реалізації Плану реконструкції та модернізації теплоелектростанцій та теплоелектроцентралей<sup>12</sup>, а також оптимізації тарифів на електричну енергію, продану в ОРЕ виробниками, які працюють за ціновими заявками, шляхом зменшення навантаження на оптову ринкову ціну за рахунок зменшення розміру додаткового платежу таким виробникам на реконструкцію та модернізацію їх енергетичного обладнання постановою НКРЕКП від 23.02.2017 № 224 затверджено Порядок затвердження, коригування та вилучення інвестиційної складової в тарифі на електричну енергію. Цим Порядком, зокрема, передбачено механізм повернення коштів, отриманих як інвестиційна складова за проектами реконструкції теплоелектростанцій, щодо яких змінилися пріоритети їх фізичної реалізації, або за невиконання компаніями взятих на себе зобов'язань щодо реалізації відповідних проектів реконструкції.

9. З метою покращення умов щодо залучення іноземних інвестицій у сфері «зеленої» енергетики, що сприятиме створенню нових генеруючих потужностей та підвищенню рівня енергетичної безпеки України, збільшенню частки відновлювальних джерел енергії у загальному первинному постачанні енергії, як це передбачено Національним планом дій з відновлювальної енергетики до 2020 року, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р, та Енергетичною стратегією України до 2035 року, схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р, ураховуючи найкращий міжнародний досвід, НКРЕКП опрацювала та у відкритий і прозорий спосіб постановами від 14.09.2017 № 1118 та від 09.01.2018 № 1 внесла та вдосконалила зміни до положень Примірного договору про купівлю-продаж електричної енергії між державним підприємством «Енергоринок» та суб'єктом господарювання, що виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 11 жовтня 2012 року № 1314 (із змінами).

Зазначені зміни передбачають приведення положень цього договору у відповідність до найкращих міжнародних стандартів, а саме такі ключові новації bankable договору:

### **1 етап**

- ✓ Концепція попереднього укладення договору
- ✓ Фіксація терміну дії договору до 1 січня 2030 року
- ✓ Чітке визначення форс-мажору
- ✓ Можливість переуступлення права вимоги
- ✓ Міжнародний арбітраж

### **2 етап**

- ✓ Удосконалення процедури вирішення спорів у судах та міжнародному арбітражу
- ✓ Визначення механізму гарантування та захисту інвестицій
- ✓ Врахування стандартних позицій РРА, визначених Корпорацією приватних закордонних інвестицій (ОПІС)

Додатково з метою покращення умов щодо залучення іноземних інвестицій у сфері «зеленої» енергетики, що сприятиме створенню нових генеруючих потужностей, НКРЕКП постійно

<sup>12</sup> Затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.09.2004 № 648-р (зі змінами)

інформує громадськість та потенційних інвесторів щодо переваг розвитку ВДЕ шляхом опублікування на офіційному веб-сайті буклетів:

- «Зелений тариф для домогосподарств»<sup>13</sup>;
- «Ключова інформація для інвесторів у зелену енергетику (зелений тариф)»<sup>14</sup>;
- «Key information for RES investors»<sup>15</sup>.

## 2.2. Регулювання природних монополій у сфері електроенергетики

### 2.2.1. Відокремлення операторів

Відокремлення та незалежність оператора системи передачі (далі – ОСП) та операторів систем розподілу (далі – ОСР) є однією з основних вимог «Третього пакета» енергетичного законодавства ЄС, який є обов’язковим для виконання Україною в рамках зобов’язань відповідно до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.

#### *Щодо відокремлення та незалежності ОСП*

ОСП (ДП «НЕК «Укренерго») є державним підприємством, управління яким здійснює Міненерговугілля, яке також здійснює управління державними підприємствами з виробництва та постачання електричної енергії.

Оскільки ОСП повністю має бути відокремленим (як з точки зору контролю, так і в частині управління) від вертикально інтегрованого суб’єкта господарювання, контроль над ОСП та державними підприємствами з виробництва та постачання електричної енергії має бути розділено між різними державними органами, які відповідно до статті 9 Директиви 2009/72/ЄС розглядаються як різні особи: «два різні державні органи, що здійснюють контроль за оператором системи передачі або системою передачі з однієї сторони та контроль над суб’єктом господарювання, який провадить діяльність з виробництва (видобутку) та/або постачання електричної енергії (природного газу), з іншої сторони, мають розглядатися як різні особи».

Законом<sup>16</sup> визначено функції та засади роботи ОСП у відповідності до законодавства ЄС та Енергетичного Співтовариства, а також створено правове підґрунтя для його відокремлення (стаття 32 Закону) та сертифікації (стаття 34 Закону).

Розділом XVII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону визначено, що протягом шести місяців з дня набрання чинності Законом Кабінет Міністрів України має провести корпоратизацію підприємства, що здійснює диспетчерське управління ОЕС України та передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, з урахуванням вимог Закону щодо відокремлення оператора системи передачі та протягом дев’яти місяців з дня набрання чинності Законом забезпечити подання оператором системи передачі запиту на сертифікацію до Регулятора.

З метою забезпечення здійснення процедури сертифікації після отримання відповідного запиту від оператора системи передачі та на виконання положень Закону Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 10 серпня 2017 року прийнято відповідний підзаконний акт – постанову НКРЕКП від 10.08.2017 № 1016 «Про затвердження порядку сертифікації оператора системи передачі електричної енергії».

#### *Щодо відокремлення та незалежності ОСР*

<sup>13</sup> <http://fliphtml5.com/swbx/xbik>;

<sup>14</sup> <http://fliphtml5.com/swbx/hczh>;

<sup>15</sup> <http://fliphtml5.com/swbx/zuut>;

<sup>16</sup> Закон України «Про ринок електричної енергії».

З прийняттям у 2017 році Закону України «Про ринок електричної енергії» були встановлені законодавчі вимоги щодо здійснення процесу відокремлення та забезпечення незалежності функціонування оператора системи розподілу електричної енергії. Відповідно до зазначених вимог ОСР не має права здійснювати діяльність з виробництва та/або передачі, та/або постачання електричної енергії, повинен виконувати свої функції, права та обов'язки незалежно, на недискримінаційних засадах та бути рівновіддаленим від учасників ринку, не надавати переваг окремим учасникам ринку, у тому числі в рамках вертикально інтегрованого суб'єкта господарювання.

Визначення відповідності зазначеним вимогам відокремлення для ОСР та контроль за їх дотриманням є функцією НКРЕКП та реалізується шляхом встановлення вимог щодо розробки, подання, погодження, оприлюднення Програми відповідності, звіту про її виконання та погодження уповноваженої особи з питань відповідності.

Статтею 48 Закону встановлені базові вимоги щодо розробки та впровадження Програми відповідності оператора системи розподілу, яка має передбачати заходи, обов'язкові для виконання персоналом ОСР при здійсненні ним своїх функцій та взаємовідносин з учасниками ринку електричної енергії. Також статтею 48 Закону визначені вимоги до уповноваженої особи з питань відповідності, її основні функції, права та завдання.

Відповідно до Закону та Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» до функцій НКРЕКП також належить моніторинг та нагляд за дотриманням ОСР, вертикально інтегрованими суб'єктами господарювання вимог щодо відокремлення і незалежності.

У 2017 році за допомогою міжнародних експертів Проектного офісу ЕнС та проекту Twinning на виконання частини сімнадцятої розділу XVII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону НКРЕКП підготовлено та прийнято постанову НКРЕКП від 27.12.17 № 1406 «Про затвердження Порядку складання, подання, погодження, оприлюднення програми відповідності оператора системи розподілу, звіту про її виконання та погодження уповноваженої особи з питань відповідності».

Наступні кроки передбачені положеннями Закону щодо заходів з відокремлення, які мають бути здійснені в 2018 році. Зокрема суб'єкт господарювання, створений у результаті здійснення заходів з відокремлення оператора системи розподілу, кількість приєднаних споживачів до системи розподілу якого перевищує 100 тисяч, у строк не пізніше 12 місяців з дня набрання чинності Законом (тобто до 11.06.2018) зобов'язаний:

- в установленому порядку отримати ліцензію на провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії;
- упродовж двох років з дня отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії виконувати функції постачальника універсальних послуг на закріпленій території.

При цьому до обрання споживачами (крім побутових і малих непобутових споживачів) електропостачальника постачання електричної енергії таким споживачам здійснюється постачальником за регульованим тарифом, ліцензія якого підлягає анулюванню 11 грудня 2018 року. Отже, непобутові споживачі протягом другого півріччя 2018 року мають обрати нового електропостачальника. Діяльність з розподілу електричної енергії з грудня 2018 року має здійснюватись на підставі нових ліцензій на провадження діяльності з розподілу електричної енергії.

## 2.2.2. Функціонування мереж

### Балансування в ОЕС України

Балансування попиту та пропозиції електричної енергії в ОЕС України відбувається шляхом планування за добу до доби постачання Розпорядником системи розрахунків (ДП «Енергоринок») обсягів споживання та виробництва електричної енергії на добу постачання та коригування диспетчером ДП «НЕК «Укренерго» навантаження впродовж доби постачання.

Погодинний прогноз споживання електричної енергії в ОЕС України на наступну добу готує ДП «Енергоринок» та згідно з Правилами ОРЕ формує на наступну добу погодинний графік навантаження ОЕС України в цілому та для кожного блока (станції) окремо. Такий графік погоджується з диспетчерським центром ДП «НЕК «Укренерго».

У 2017 році змін у порядку включення генеруючого обладнання виробників до графіка навантаження не відбулось.

ДП «НЕК «Укренерго» щоденно формує вимоги щодо наявності резерву потужності, який необхідно забезпечити при розробці графіка навантаження. Необхідні добові резерви у 2017 році наведено в табл. 2.2.1.

У результаті здійснення планування роботи ОЕС України на наступну добу ДП «Енергоринок» складає та надає диспетчерському центру графік навантаження, порядки пуску блоків з резерву, порядки зупинки блоків у резерв у нічні години, порядок зупинки блоків у резерв до кінця розрахункової доби, графік гарячого резерву (порядок навантаження/розвантаження блоків).

Таблиця 2.2.1. Види та обсяги добових резервів<sup>17</sup>

Вид резерву	Обсяг
Холодний мобільний резерв на блоках ТЕС, тривалість пуску яких не перевищує 8 годин	не менше 1 000 МВт
Сумарний гарячий резерв на ТЕС (крім Луганської ТЕС), ГЕС та Дністровській ГАЕС (крім Київської, Канівської та Дністровської ГЕС), з нього:	не менше 1 000 МВт (у разі виведення ЛЕП в ремонт резерв може збільшуватись до 1200 МВт)
на ТЕС	від 400 до 700 МВт (у залежності від стану забезпечення ТЕС паливом, величини навантаження ГЕС)
на ГЕС та Дністровській ГАЕС	300 – 600 МВт
Резерв на розвантаження ТЕС	не менше 200 МВт (у нічні години)

Інформацію щодо кількості резервних блоків та середньої резервної потужності (пуск до та понад 8 годин) у 2016 та 2017 роках (за даними ДП «Енергоринок») наведено на рис. 2.2.1 та 2.2.2. У другій половині 2017 року кількість блоків, на яких були розміщені резерви, та середня резервна потужність (як відповідальності вимогам ДП «НЕК «Укренерго» для надійного функціонування ОЕС України) значно зменшилась порівняно з першою половиною цього року. Найнижча резервна потужність спостерігалась у серпні – жовтні 2017 року з поступовим збільшенням до зимових місяців. Показники щодо резервів потужності протягом 2017 року здебільшого були нижчі за аналогічні показники 2016 року.

<sup>17</sup> Згідно з інформацією ДП «НЕК «Укренерго»

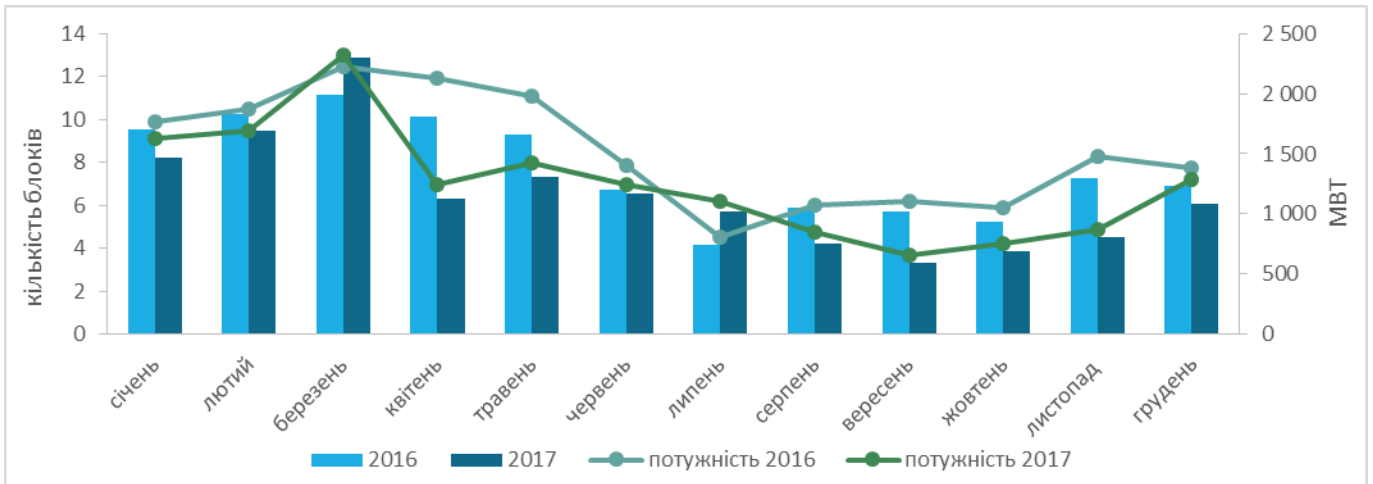


Рис. 2.2.2. Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск до 8 годин) у 2016 та 2017 роках (сформований за результатами розрахунків)

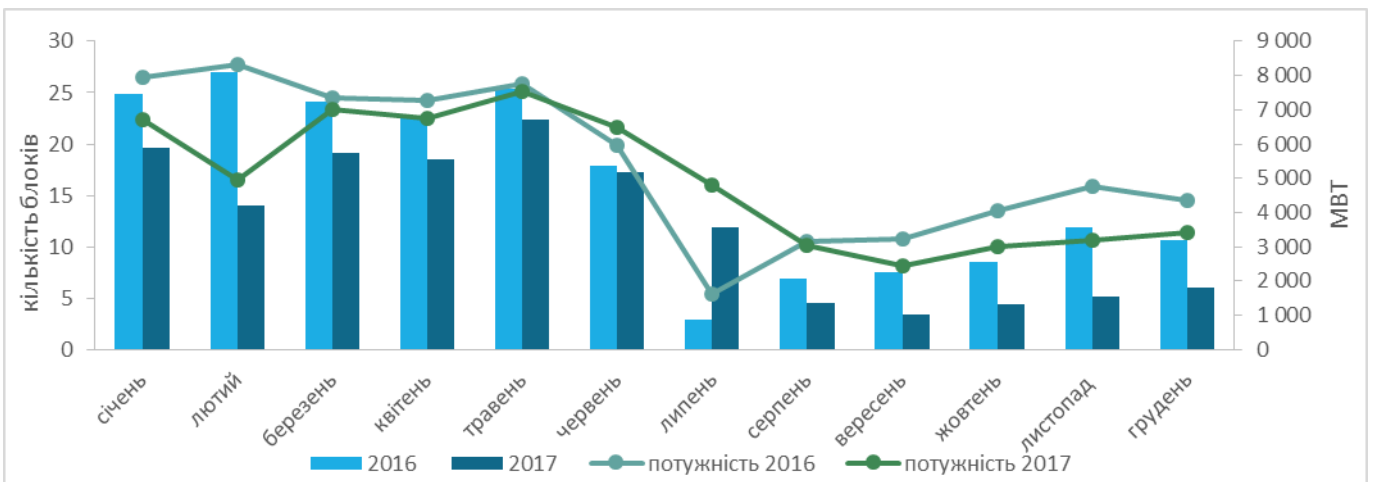


Рис. 2.2.1. Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск понад 8 годин) у 2016 та 2017 роках

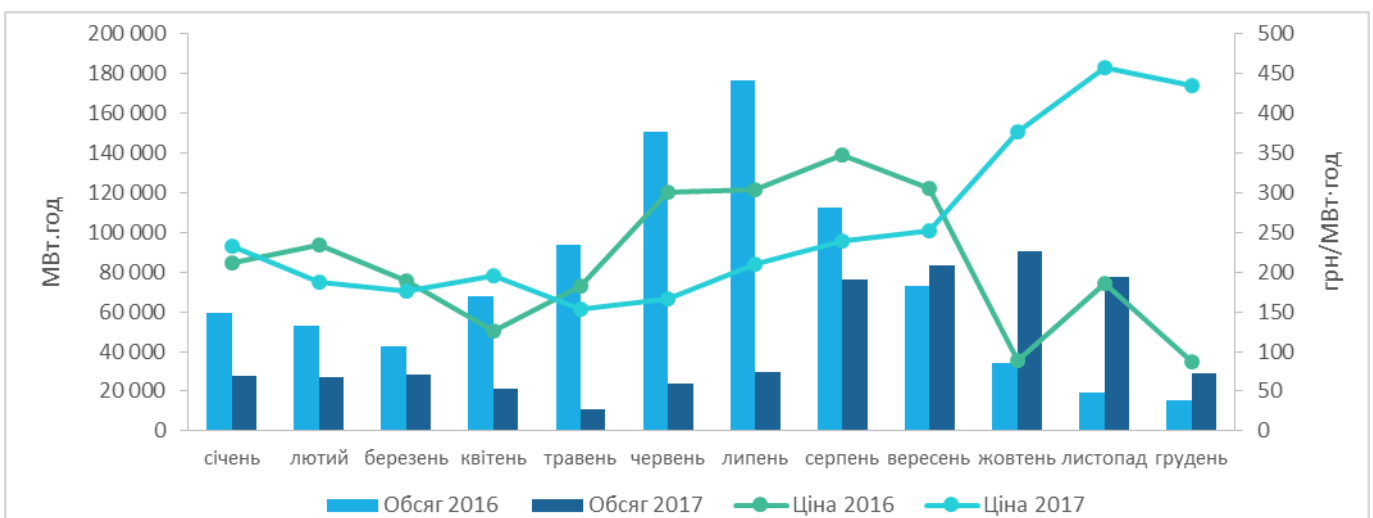


Рис. 2.2.3. Фактичні обсяги електричної енергії для балансування ОЕС України у 2016 та 2017 роках (надвиробництво)



Рис. 2.2.4. Фактичні обсяги електричної енергії для балансування ОЕС України у 2016 та 2017 роках (недовиробництво)

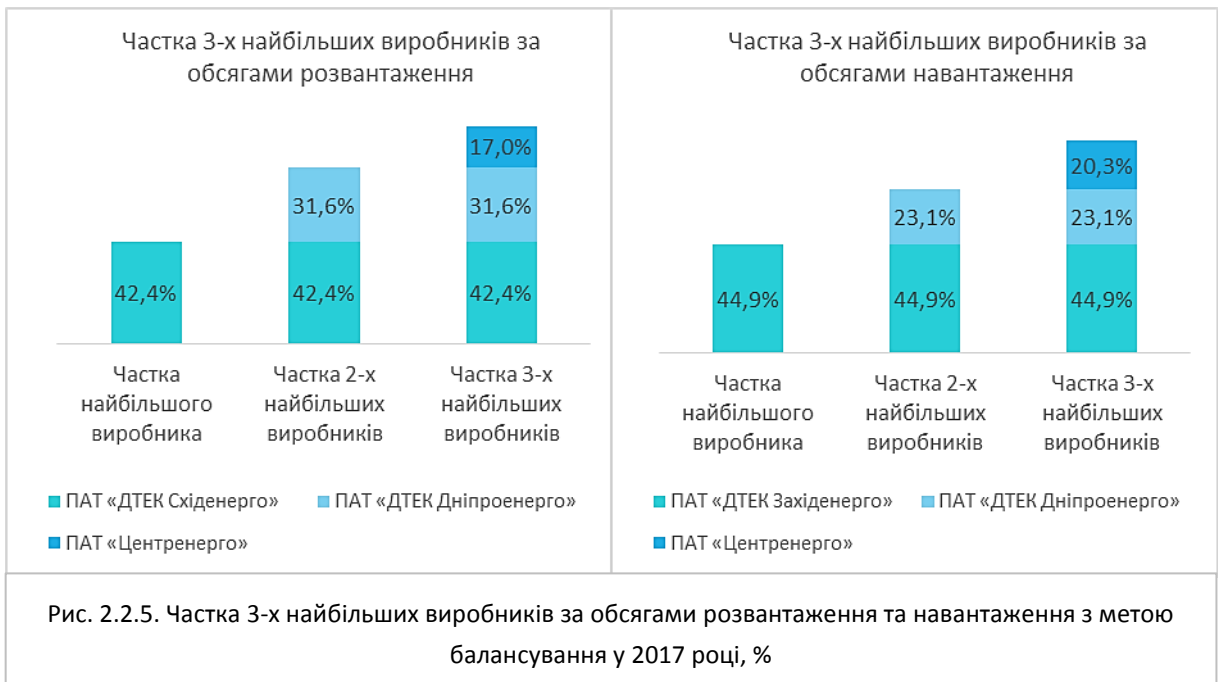
Відповідно до Правил ОРЕ члени ОРЕ зобов'язані виконувати графік навантаження на наступну добу та команди диспетчерського центру. Балансування виробництва та споживання електричної енергії в ОЕС України в режимі реального часу здійснюється ДП «НЕК «Укренерго» шляхом видачі оперативних команд виробникам, об'єкти яких підключені до ОЕС України.

За відхилення фактичного виробітку електричної енергії від заданого графіка за командою диспетчера для виробників передбачено додатковий платіж.

За даними ДП «Енергоринок» у 2017 році обсяги балансуючої енергії (тобто виробленої понад та недовиробленої порівняно з обсягами, запланованими у добовому графіку навантаження) склали: надвиробництво – 526 тис. МВт·год, недовиробництво – 822 тис. МВт·год. При цьому у порівнянні з 2016 роком значно скоротилися обсяги електроенергії, виробленої понад обсяги, заплановані у графіку, та збільшилися обсяги розвантаження (див. рис. 2.2.3 та рис. 2.2.4). Також у порівнянні з 2016 роком у 2017 році зменшилися платежі за надвиробництво (154 млн грн проти 226 млн грн у 2016 році), проте збільшилися платежі за недовиробництво (280 млн грн проти 208 млн грн у 2016 році).

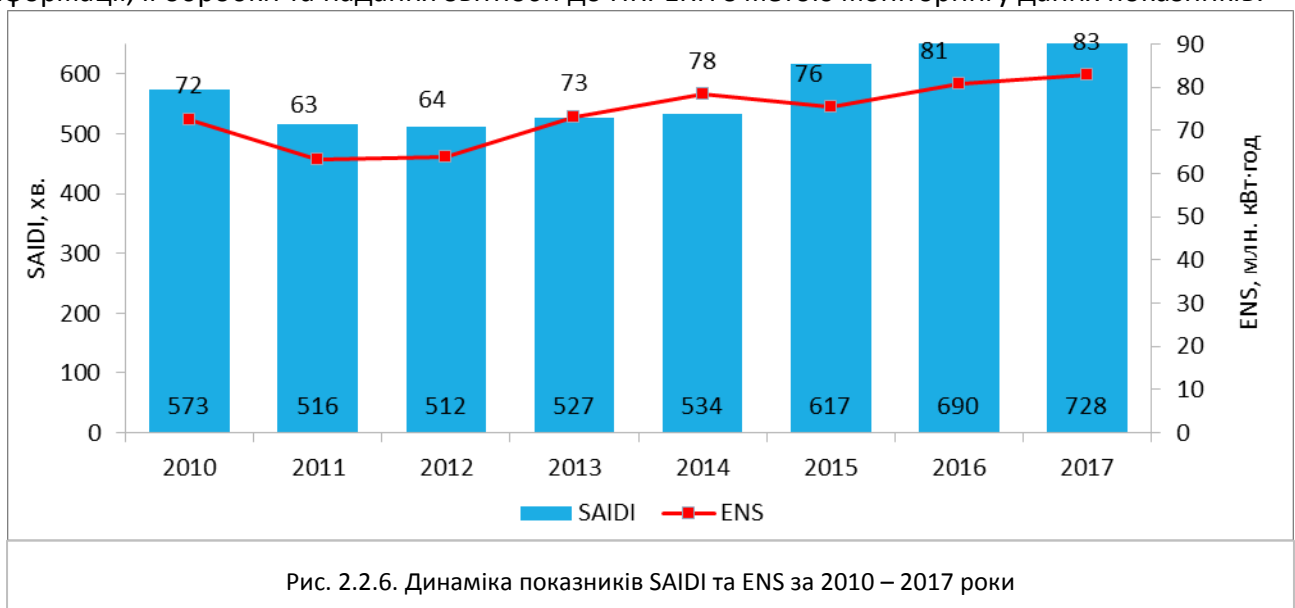
Найбільше (за обсягами надвиробництва) для балансування ОЕС України застосовувались блоки Ладижинської ТЕС ПАТ «ДТЕК Західенерго», Вуглегірської ТЕС ПАТ «Центренерго» та Криворізької ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (див. рис. 2.2.5). Для розвантаження найбільше використовувались (за обсягами недовиробництва) для балансування ОЕС України блоки Курахівської ТЕС ТОВ «ДТЕК Східенерго», Запорізької ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» та Вуглегірської ТЕС ПАТ «Центренерго» (див. рис. 2.2.5).

За порушення режиму роботи виробником (недотримання графіка, невиконання команди) Правила ОРЕ передбачають зменшення платежів відповідним блоком.



### Безперервність, надійність електропостачання, якість електроенергії

НКРЕКП<sup>18</sup> визначено основні показники надійності електропостачання для електророзподільних компаній: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), а також процедуру збору первинної інформації, її обробки та надання звітності до НКРЕКП з метою моніторингу даних показників.



У 2017 році загальний показник SAIDI по Україні зріс на 5,4 %. Зокрема порівняно з попереднім роком показники SAIDI у 2017 році зросли у 19 електророзподільних компаній (див. додаток 2.2.1).

НКРЕКП затверджує цільові показники якості електропостачання для електророзподільних компаній. Цільові індекси SAIDI (з вини компаній – планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в мережах) за 2017 рік по кожному

<sup>18</sup> Постанова НКРЕКП від 23.03.2017 № 345 «Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення».



ліцензіату, що здійснює господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, встановлено постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 685.

Динаміку щодо фактичних показників SAIDI та ENS по Україні за період 2010-2017 років наведено на рис. 2.2.6.

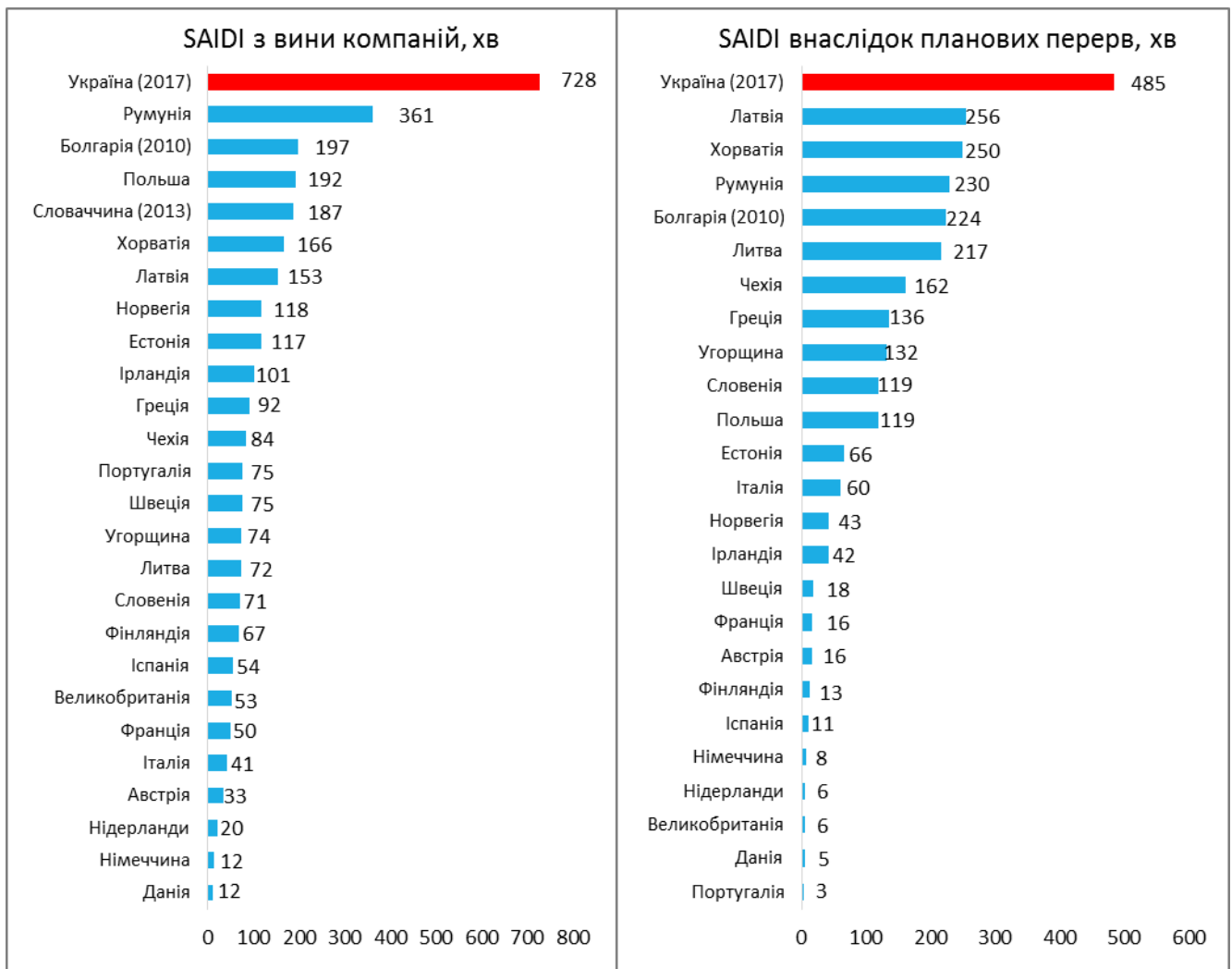


Рис. 2.2.7. Показники SAIDI країн Європи (2014) та України (2017)

У додатку 2.2.2 наведено індекси SAIDI за 2017 рік по кожному ліцензіату. У порівнянні з даними 2016 року показники SAIDI з вини компаній зросли у 19 компаній. Найбільше показники SAIDI з вини компаній вирости в АК «Харківобленерго» (у 2,0 рази), ТОВ «Луганське Енергетичне Об'єднання» ( у 1,9 рази), ПрАТ «Волиньобленерго» (в 1,7 рази), ПАТ «Черкасиобленерго» (у 1,5 рази), ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» (у 1,5 рази).

Порівняно з країнами ЄС показники SAIDI в Україні є значно вищими. Це обумовлюється у тому числі і тим, що в країнах ЄС здійснюється не лише моніторинг показників надійності електропостачання, а й їх регулювання, високим рівнем зносу електричних мереж в Україні, а також значно вищою часткою кабельних мереж у країнах ЄС, що зменшує частоту перерв в електропостачанні. Показники SAIDI країн Європи<sup>19</sup> та України наведено на рис. 2.2.7.

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників SAIDI для компаній, які переходять на стимулююче регулювання,<sup>20</sup> шляхом коригування необхідного доходу компанії

<sup>19</sup>Шостий порівняльний звіт CEER щодо безперервності електропостачання (CEER Benchmarking Report 6th on the Continuity of Electricity Supply, Ref: C16-EQS-72-03, 22 September 2016);

<sup>20</sup> Постанови НКРЕ від 23.07.2016 № 1009 «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» та від 26.07.2013 № 1032 «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання»;

<sup>4</sup> Постанова НКРЕКП від 31.05.2017 № 714 «Про затвердження форми звітності № 13 НКРЕКП (річна) «Звіт щодо показників безперервності передачі електричної енергії магістральними мережами» та інструкції щодо її заповнення» (набула чинності 10.09.2017).

за даними виконання завдання щодо досягнення цільових показників SAIDI. Зокрема, для таких компаній на восьмий рік з початку переходу на стимулююче регулювання встановлено цільові значення: SAIDI = 150 хвилин для міської та 300 хвилин для сільської місцевості.

У 2017 році НКРЕКП<sup>4</sup> визначила основні показники безперервності передачі електричної енергії магістральними мережами: обсяг недовідпущеної електроенергії в розподільчі мережі та прямим споживачам (ENS), індекс середньої тривалості відключень у системі (AIT).

За даними форми звітності ДП «НЕК «Укренерго» № 13-НКРЕКП (річна) у 2017 році показник ENS внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата становив 29 тис. кВт·год, показник AIT внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата – 0,13 хв.

Показники якості електричної енергії (яка характеризується рівнем напруги, частоти, перенапруги тощо) сьогодні визначено у ДСТУ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

### Витрати в мережах

#### Магістральні електричні мережі



Звітні технологічні витрати електроенергії в магістральних електричних мережах (клас напруги 800 – 220 кВ) за 2017 рік склали 3 855,3 млн.кВт·год або 2,71 % від відпуску електроенергії в мережу (142 272,8 млн.кВт·год), що у порівнянні із 2016 роком більше на 0,05 в. п.

Динаміка зазначеного показника за 2015 – 2017 роки наведена на рис. 2.2.8.

Рис. 2.2.8. Фактичні витрати електроенергії в магістральних електричних мережах України, 800 – 220 кВ за 2015 – 2017 роки, млн кВт·год

#### Розподільчі електричні мережі

Звітні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах електророзподільних компаній (клас напруги 154 – 0,38 кВ) за 2017 рік склали 12 931,8 млн кВт·год або 9,89 % від відпуску електроенергії в мережу (130 780,3 млн кВт·год), що менше на 47,3 млн кВт·год або на 0,01 в. п. ніж за 2016 рік.

Нормативні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах розподільчих компаній за 2017 рік склали 14 976,8 млн кВт·год або 11,45 % від відпуску електроенергії в мережу, що менше на 77,5 млн кВт·год або на 0,12 в. п. ніж за 2016 рік.

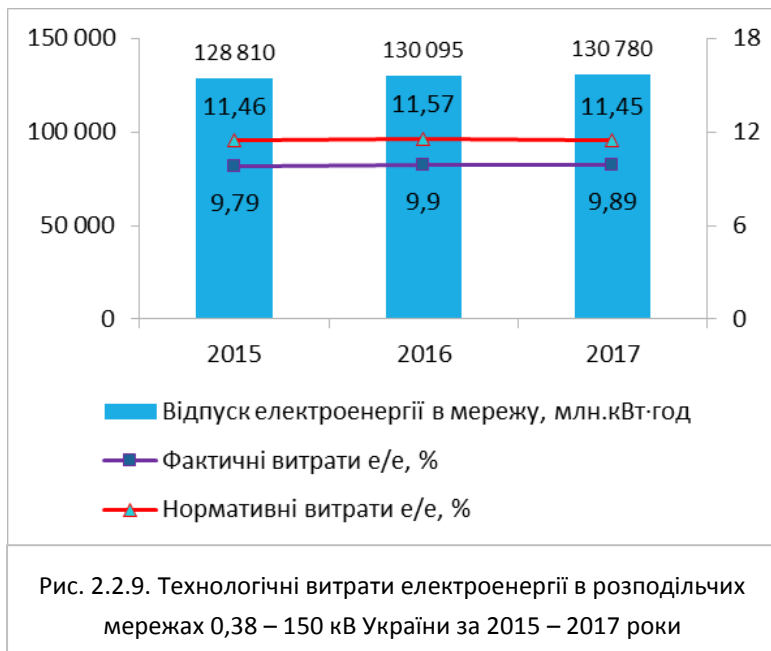


Рис. 2.2.9. Технологічні витрати електроенергії в розподільчих мережах 0,38 – 150 кВ України за 2015 – 2017 роки

Динаміка зазначених показників за 2015 – 2017 роки наведена на рис. 2.2.9

За звітний 2017 рік 29 електророзподільних компаній дотримались нормативу, тобто завершили рік з економією технологічних витрат електроенергії. ТЗОВ «Енергія-Новий Розділ», ПАТ «Запоріжжяобленерго» та ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» перевищили нормативні технологічні витрати електроенергії.

### Заходи зі зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах

Протягом 2017 року НКРЕКП продовжувала роботу з удосконалення механізму стимулювання електророзподільних компаній до зниження технологічних витрат електричної енергії шляхом передбачення в їх інвестиційних програмах заходів з удосконалення систем та засобів обліку електроенергії, покращення роботи зі споживачами, а також модернізації, реконструкції, нового будівництва електричних мереж з урахуванням їх оптимальних схем. Реалізація зазначених заходів здійснювалася за рахунок передбачених у тарифах на електричну енергію відповідних коштів. У результаті впроваджених заходів за 2017 рік електророзподільними компаніями заощаджено 2 045 млн. кВт·год електроенергії на загальну суму 2 910 млн грн (без ПДВ).

Нормативні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах електророзподільних компаній розробляються відповідною експертною організацією на основі наданих ліцензіатами вхідних даних згідно з вимогами Методики складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових та нормування технологічних витрат електроенергії<sup>21</sup>.

На сьогодні нормативні технологічні витрати електроенергії суттєво відрізняються від фактичних технологічних витрат електроенергії в мережах електророзподільних компаній. У зв'язку з цим НКРЕКП було вирішено при розрахунках економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії використовувати економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електричної енергії (далі – ЕКНПТВЕ)<sup>22</sup>, які розраховуються за фактичними даними як середні за три завершені річні періоди з урахуванням показника ефективності, що забезпечить додаткові стимули при переході на стимулююче регулювання при наданні послуг з розподілу електричної енергії.

### Приєднання до мереж

Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо плати за приєднання до мереж суб'єктів природних монополій» від 22.06.2012 № 5021 та, відповідно, положеннями частини другої статті 17<sup>2</sup> Закону України «Про електроенергетику» (яка була чинною до 11.06.2017) було встановлено, що ставка плати за стандартне приєднання електроустановок щорічно

<sup>21</sup> Наказ Міністерства палива та енергетики України від 17.12.2003 № 757;

<sup>22</sup> Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 № 981 «Про затвердження Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії» (зі змінами).

розраховується електророзподільною компанією з урахуванням ступеня напруги в місці приєднання, категорії надійності електропостачання, одно- чи трифазного приєднання окремо для сільської та міської місцевості відповідно до Методики, що затверджується НКРЕКП<sup>23</sup>.

Постановою НКРЕКП від 26.01.2017 № 81 (із змінами) затверджені ставки плати за стандартне приєднання електроустановок для Автономної Республіки Крим, областей, міст Києва та Севастополя на 2017 рік.

Відповідно до положень статті 12 Закону України «Про електроенергетику» одним із основних завдань НКРЕКП було розроблення та затвердження правил приєднання електроустановок до електричних мереж, типових форм договорів про приєднання, типових форм технічних умов, методики розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж та порядку фінансування послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж.

У зв'язку з необхідністю удосконалення Правил приєднання електроустановок до електричних мереж<sup>24</sup> (далі – Правила) НКРЕКП прийнята постанова від 30.01.2017 № 441 «Про затвердження Змін до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж», якою:

- встановлено чіткі строки надання електророзподільною компанією послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, зокрема, приєднань, які не є стандартними;
- встановлено відповідальність електророзподільних компаній у випадку перевищення строків надання послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж;
- введено норми, що дозволять замовнику послуги з приєднання через особистий кабінет на веб-сайті електророзподільної компанії відслідковувати в режимі онлайн детальний перебіг подій щодо організаційних та технічних заходів, які здійснюються електророзподільною компанією з метою надання послуги з приєднання замовнику (проекткування, узгодження питань щодо землевідведення, будівництво, реконструкція та/або технічне переоснащення електричних мереж, пуско-налагоджувальні роботи тощо).

Упровадження змін до Правил сприятиме покращенню прозорості та відкритості порядку надання послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж, забезпеченню балансу

## Калькулятор приєднання до електричних мереж

Термін стандартного приєднання	Санкції за перевищення термінів стандартного приєднання
0 - 16 кВт - 20 днів	більше ніж на 10 днів - вартість зменшується на 10%
16 - 50 кВт - 30 днів	більше ніж на 20 днів - вартість зменшується на 20%
50 - 160 кВт - 30 днів	більше ніж на 120 днів - повернення коштів з пенею

<sup>23</sup> Методика розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджена постановою НКРЕКП від 12.02.2013 № 115, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 28.02.2013 за № 339/22871 (із змінами);

<sup>24</sup> Постанова НКРЕ від 17.01.2013 № 32, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 08.02.2013 за № 236/22768.

інтересів власників електричних мереж та замовників послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж, стимулюванню підвищення якості послуг з приєднання та задоволення попиту на них.

Окрім того, для зручності визначення вартості послуги із стандартного приєднання електроустановок замовника до електричних мереж НКРЕКП було розроблено та запроваджено калькулятор визначення плати за стандартне приєднання (далі – Калькулятор)<sup>25</sup>.

У Калькуляторі зазначається інформація щодо строків надання послуги із стандартного приєднання та санкцій за перевищення вказаних строків.

Інформацію щодо наданих у 2017 році послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж наведено у додатку 2.2.3.

## Удосконалення після внесення змін до Правил у 2017 році Терміни та відповідальність

**Постанова НКРЕКП від 30.03.2017 № 441**

**Зміни до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж**

### Ключові новації

- ✓ Спрощення форм та запровадження електронного кабінету для моніторингу статусу
- ✓ Чіткі граничні терміни надання послуги з приєднання до електричних мереж:

Граничні терміни	Стандартне			Нестандартне			
	0-16 кВт	16-50 кВт	50-160 кВт	до 160 кВт	160-400 кВт	400-1000 кВт	1000-5000 кВт
До Змін	15 робочих днів	30 робочих днів	45 робочих днів	не визначено; DoingBusiness для 140 кВт складало 281 день			
Після Змін	20 днів	30 днів	30 днів	120 днів	230 днів	280 днів	350 днів

- ✓ Відповідальність у випадку перевищення термінів:

Приєднання	Перевищення строку, днів	Зменшення вартості	Перевищення строку, днів	Зменшення вартості	Перевищення строку, днів
Стандартне	10	-10%	20	-20%	120 повернення з пенею
Нестандартне	30		60		

### Дотримання процедур

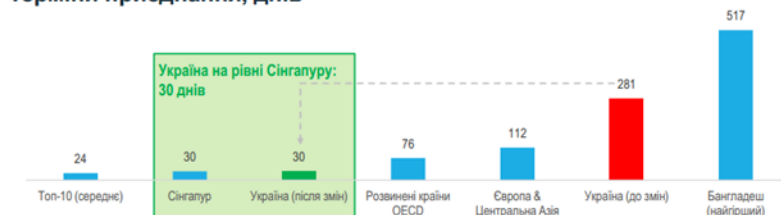
- Схвалено проект Змін на відкритому засіданні 31 січня 2017 року
- Опубліковано проект Змін для обговорення 06 лютого 2017 року
- Протягом відведеного терміну до 09 березня 2017 року отримані пропозиції від суб'єктів ринку послуг з приєднання, громадських організацій та інших заінтересованих сторін

## Ефект від змін на позиції України в рейтингу Doing business

### Методологія Doing Business

- Світовий банк (World Bank) на регулярній основі здійснює оцінку легкості ведення бізнесу (Doing Business), що включає в себе розділ доступу до електричної енергії
- Методологія передбачає типовий об'єкт з припущеннями:
  - новий об'єкт в найбільшому бізнес-місті
  - 140 кВт потужність приєднання, 3 фази
  - 150 метрів від точки забезпечення потужності
- Оцінювання здійснюється по напрямкам:
  - 25%: Термін приєднання
  - 25%: Кількість процедур
  - 25%: Вартість відносно доходу на душу населення
  - 25%: Надійність послуг

### Терміни приєднання, днів



### Факти про вартість приєднання, Doing Business 2015



**В Україні приєднання дешевше ніж в 90% країнах світу**

➔ Після впровадження Змін до Правил Україна зрівнялась по термінам надання послуг з приєднання до електричних мереж з Сінгапуром, що є більш ніж вдвічі швидше, ніж в розвинених країнах OECD

<sup>25</sup><http://www.nerc.gov.ua/?calc>

Відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» у 2017 році НКРЕКП здійснювала розробку нормативно-правових актів щодо порядку приєднання електроустановок замовників до мереж системи передачі та систем розподілу (як частина Кодексу системи передачі та Кодексу систем розподілу) та методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та систем розподілу. Проекти цих нормативно-правових актів схвалені на відкритому засіданні НКРЕКП 27.12.2017 та розміщені на офіційному веб-сайті НКРЕКП.

Зокрема проектом постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та систем розподілу» передбачений порядок розрахунку плати за стандартне приєднання, порядок розрахунку плати за приєднання, яке не є стандартним, та порядок розрахунку плати за приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії.

Розрахунок плати за стандартне приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу передбачає складову плати за приєднання потужності (ураховуючи потужність, що створюється), яка визначається як добуток величини замовленої до приєднання потужності та ставки плати за стандартне приєднання.

Розрахунок плати за нестандартне приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу передбачає:

- складову плати за приєднання потужності (ураховуючи потужність, що створюється), яка визначається як добуток величини замовленої до приєднання потужності та ставки плати за нестандартне приєднання потужності;
- складову плати за створення електричних мереж лінійної частини приєднання.

Прийняття зазначеної постанови запровадить абсолютно новий порядок розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж, обґрунтовану та прозору процедуру визначення плати за приєднання, сприятиме створенню дієвих стимулів для підвищення якості послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж та задоволенню попиту на них, підвищенню позиції України в рейтингу сприятливості ділового середовища «Doing Business», який щорічно складають Світовий банк (TWB) та Міжнародна фінансова корпорація (IFC).

### 2.2.3. Цінове регулювання

#### *Тарифи на послуги з передачі електричної енергії та послуги централізованого диспетчерського управління*

Передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами та централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України здійснює ДП «НЕК «Укренерго» на підставі відповідної ліцензії НКРЕКП.

Підприємство забезпечує надійне функціонування ОЕС України та безперебійне транспортування електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами за встановленими технічними характеристиками з мінімізацією шкідливого впливу на навколишнє середовище, дотримуючись справедливих умов приєднання до магістральних електромереж споживачів і виробників електричної енергії.

Згідно з наданими повноваженнями НКРЕКП здійснює регулювання тарифів на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами та послуги з централізованого диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою.

Процедура встановлення (перегляду) тарифу для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами затверджена постановою НКРЕ від 26.12.2003 № 1456.

Рівень тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами розраховується та затверджується відповідно до Методики розрахунку тарифів на послуги з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, а також послуги з централізованого диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою, затвердженої постановою НКРЕ від 04.05.2006 № 563 (далі – Методика).

З урахуванням вимог Методики для ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік розрахований середньорічний тариф на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами, який був затверджений постановою НКРЕКП від 20.12.2016 № 2324, у розмірі 6,054 коп./кВт·год (без ПДВ), що нижче діючого у 2016 році тарифу на 4,4 %.

З 01 лютого 2017 року структура тарифу ДП «НЕК «Укренерго» та його рівень були скориговані за зверненням Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Так, було передбачено фінансування у 2017 році інспекцій, які функціонально підпорядковані Міненерговугілля, для виконання завдань з енергетичного нагляду та контролю, зокрема виконання функцій Держенергонагляду з метою своєчасного реагування Міненерговугілля на негативні ситуації в ОЕС України, особливо в осінньо-зимовий період. До структури тарифу були включені витрати на утримання Держенергонагляду на перше півріччя 2017 року в сумі 137 927 тис. грн., у тому числі у I кварталі – 67 913 тис. грн., у II кварталі – 70 014 тис. грн.

При цьому, з 01 лютого 2017 року середньозважений тариф ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік відповідно до постанови НКРЕКП від 26.01.2017 № 80 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 20 грудня 2016 року № 2324» був збільшений на 2 % та затверджений на рівні 6,178 коп./кВт·год (без ПДВ).

З 01 квітня 2017 року тариф для ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік було скориговано ще раз. У тарифі ДП «НЕК «Укренерго», затвердженому з 01.01.2017, було враховано відрахування до державного бюджету частини чистого прибутку за ставкою 30 %. Згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 23.02.2011 № 138 (із змінами) ДП «НЕК «Укренерго» зобов'язано відраховувати до державного бюджету 75 % чистого прибутку, зменшеного на суму цільових коштів (обсяг інвестиційної складової), що надійшли у складі тарифу і спрямовуються на реалізацію інвестиційних проектів, рішення щодо яких приймаються Кабінетом Міністрів України, та на обсяг повернення кредитних коштів (у складі тарифу), що були запозичені для фінансування капітальних вкладень на будівництво (реконструкцію, модернізацію) об'єктів згідно з відповідними рішеннями Кабінету Міністрів України. Таким чином, починаючи з 01 квітня 2017 року постановою НКРЕКП від 21.03.2017 № 305 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 20 грудня 2016 року № 2324» збільшено статтю витрат «Відрахування частини прибутку до загального фонду держбюджету» на 691 148 тис. грн. (або на 285,5%) та, відповідно, статтю витрат «Податок на прибуток» на 151 715 тис. грн. (або на 26,8 %). При цьому середньозважений тариф ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік збільшився на 12,2 % і склав 6,933 коп./кВт·год (без ПДВ).

### **Інвестиції в розвиток системи передачі електроенергії**

Інвестиційну програму ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік було схвалено в обсязі 4 512 млн грн (без ПДВ). Джерелами її фінансування було визначено тарифні кошти (43 %), кредити (33 %), кошти 2016 року (24 %) та інші доходи (див. рис. 2.2.10 та рис. 2.2.11). Цільові напрямки використання коштів згідно з Інвестиційною програмою ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік наведено на рис. 2.2.11.



У порівнянні з Інвестиційною програмою 2016 року у 2017 році відбулось суттєве збільшення заходів, направлених на реконструкцію підстанцій та зменшення заходів з нового будівництва.

Зокрема у 2017 році здійснювалось виконання заходів з будівництва стратегічно важливих об'єктів системи передачі (див. табл. 2.2.2).

Фактичний обсяг фінансування (виконання) Інвестиційної програми ДП «НЕК «Укренерго» на 2017 рік відповідно до наданого звіту склав 2 751,42 млн грн (без ПДВ) або 61 % від плану (див. додаток 2.2.7), що викликано тривалістю погодження заходів інвестиційної програми з громадськістю.

Таблиця 2.2.2. Фінансування заходів з будівництва стратегічно важливих об'єктів магістральних мереж у 2017 році

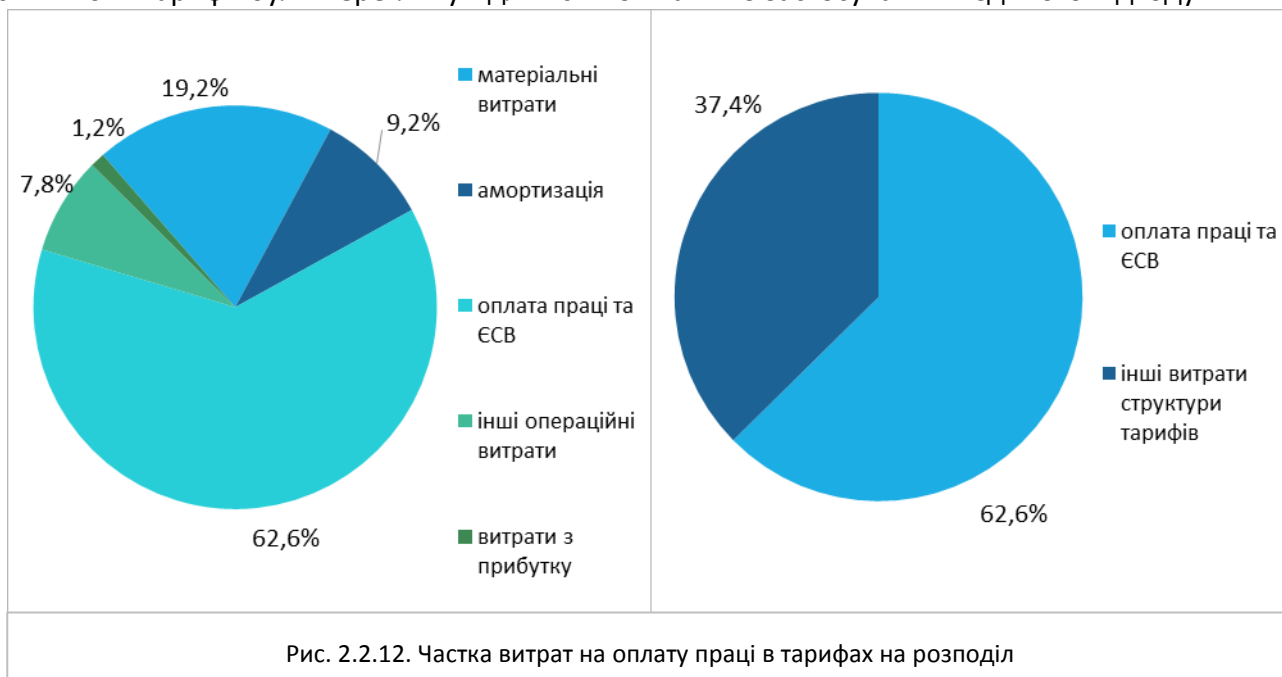
Заходи	План	Факт
	млн грн (без ПДВ)	
Реконструкція ПС 750 кВ «Київська» з встановленням другого автотрансформатора 750 кВ та будівництво повітряних ліній 330 кВ у Київській області	405	352
Будівництво ПС 330/110/35 кВ «Західна» із заходами ПЛ 330 кВ	161	0,0007
Будівництво ПС 500 кВ «Кремінська» із заходами ПЛ 500 кВ та ПЛ 220 кВ	353	260
Будівництво ПЛ 330 кВ Західноукраїнська-Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ «Богородчани» і ПС 750 кВ «Західноукраїнська»	201	109
Будівництво ПЛ 750 кВ ПЛ Рівненська АЕС – Київська з розширенням ПС 750 кВ Київська та заходами ПЛ 750 кВ	377	66

### Тарифи на розподіл

Установлення тарифів на розподіл електричної енергії (передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами)



У 2017 році НКРЕКП здійснювала роботу щодо перегляду тарифів на розподіл електричної енергії (передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами) (далі – тарифи на розподіл електроенергії) відповідно до вимог Процедури перегляду тарифів для ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та з постачання електроенергії за регульованим тарифом (постанова НКРЕ від 01.08.2001 № 801, зі змінами). З 01 січня 2017 тарифи були переглянуті для всіх компаній із застосуванням єдиного підходу.



Так, у зв'язку з інфляційними процесами та зростанням цін виробників були переглянуті матеріальні витрати, зокрема статті «витрати на паливо» та «електроенергія для господарських потреб» (у межах індексу цін виробників промислової продукції (108,5 %) відповідно до основних прогнозних макропоказників економічного і соціального розвитку України на 2017 рік, схвалених постановою Кабінету Міністрів України від 01.07.2016 № 399 (прогноз, сценарій 1)), витрати на оплату праці та відрахування на соціальні заходи.

Витрати на оплату праці розраховувались відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, які враховуються у тарифах на розподіл електричної енергії (передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами), постачання електричної енергії за регульованим тарифом, передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, виробництво теплової та виробництво електричної енергії<sup>26</sup>, за статистичними даними середньої заробітної плати у промисловості у січні – жовтні 2016 року, яка склала 6 232 грн, та застосуванням коефіцієнта (бета) на рівні 0,2 (який використано для оптимізації темпу зростання заробітної плати). Таким чином, у тарифах на розподіл та постачання електроенергії враховані витрати на оплату праці виходячи з положень зазначеного Порядку. При цьому середня заробітна плата у тарифах на розподіл та постачання електроенергії на 2017 рік становила 7 267 грн. Частка витрат на оплату праці в тарифах на розподіл наведена на рис. 2.2.12.

Окремі статті «інших витрат» визначені з урахуванням детальних обґрунтувань щодо їх зміни. Крім того, включено до структури тарифів статтю «коригування витрат» на підставі рішень НКРЕКП щодо вилучень зі структур тарифів на розподіл електричної енергії та на постачання електричної енергії за результатами розгляду актів планових перевірок ліцензіатів. Загальна сума вилучень склала 1 млрд 258 млн грн.

При цьому середньозважений рівень тарифів на розподіл електричної енергії (передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами) у 2017 році становив:

<sup>26</sup> затвердженого постановою НКРЕКП від 26.10.2015 № 2645.

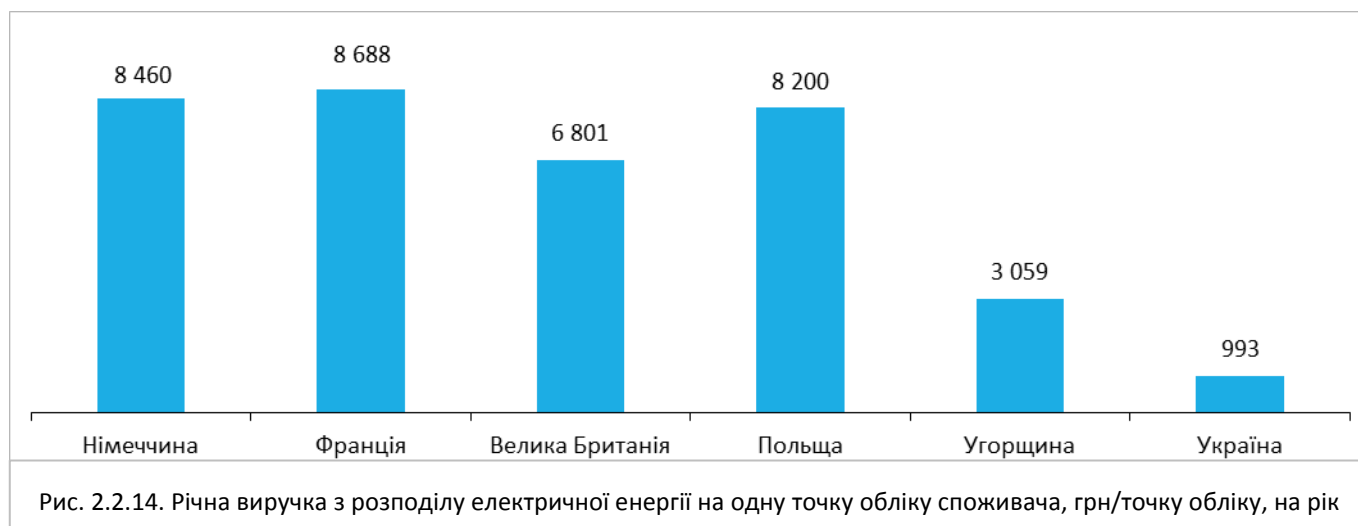
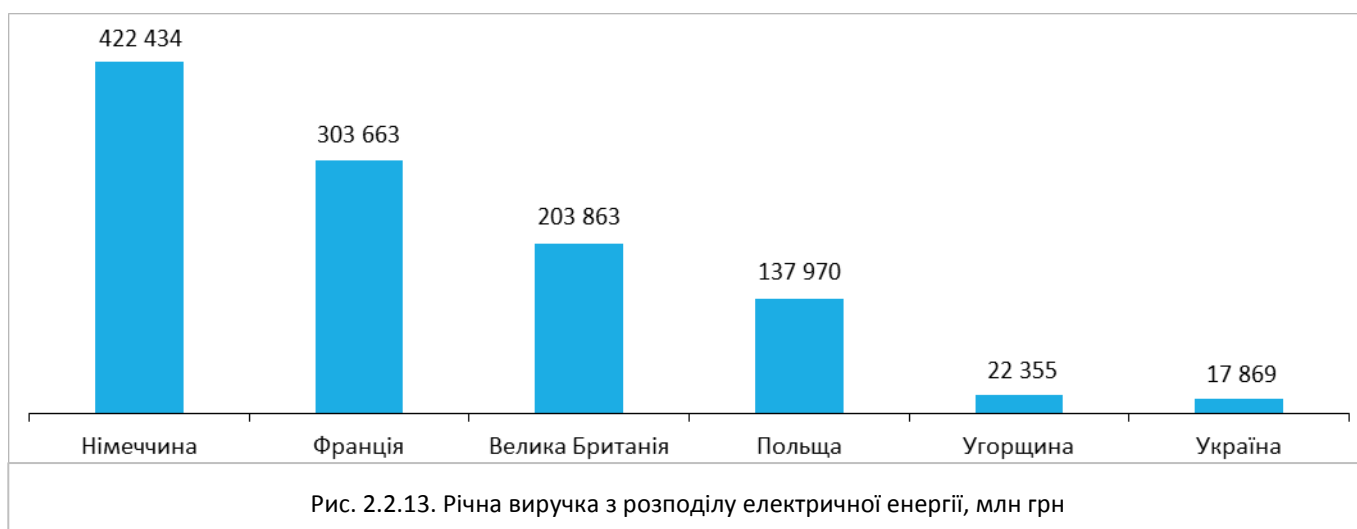
на 1 класі напруги – 27,19 грн/МВт·год у порівнянні з 2016 роком – 28,42 грн/МВт·год (зменшення на 4,3 %);

на 2 класі напруги – 197,98 грн/МВт·год у порівнянні з 2016 роком – 185,31 грн/МВт·год (збільшення на 6,8 %).

Середньозважений рівень тарифів на постачання електроенергії у 2017 році для споживачів 1 групи (усі споживачі, крім населення) становив 7,49 грн/МВт·год порівняно з 7,00 грн/МВт·год у 2016 році (збільшення на 7,0 %); для споживачів 2 групи (населення) – 50,77 грн/МВт·год порівняно з 47,12 грн/МВт·год у 2016 році (збільшення на 7,7 %).

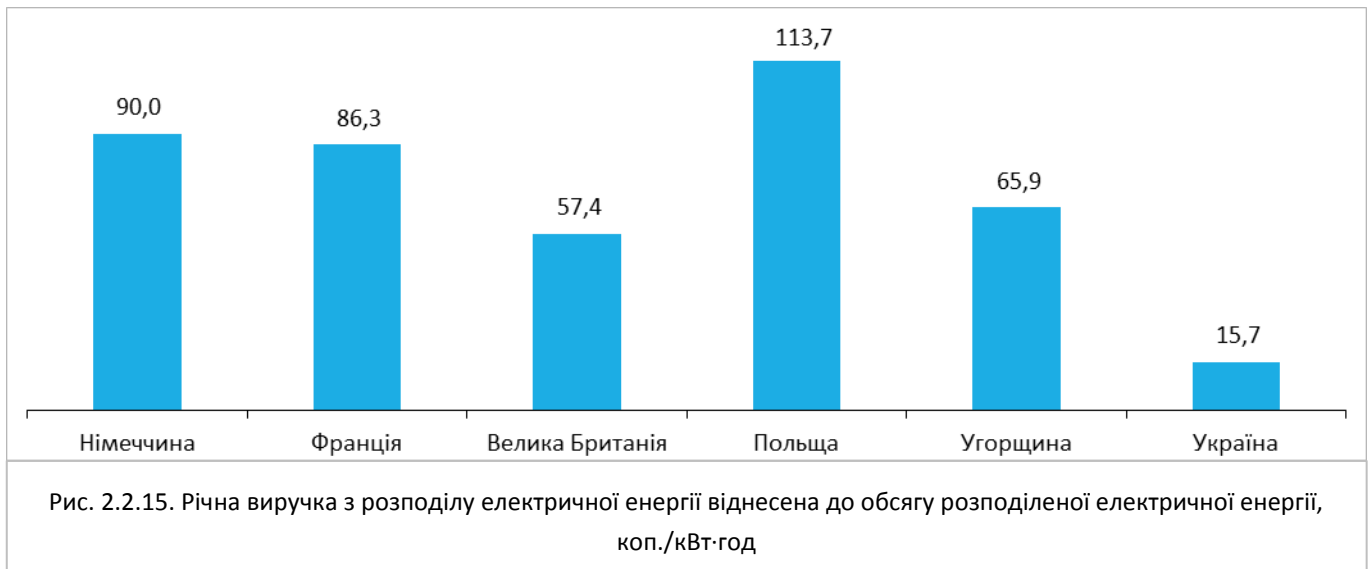
Динаміка середньозважених тарифів на розподіл та постачання електричної енергії у 2012 – 2017 роках та середні тарифи на розподіл та постачання електроенергії у 2017 році наведені в додатках 2.2.4, 2.2.5.

Порівняння виручки електророзподільних компаній України та Європи наведено на рис. 2.2.13, 2.2.14, 2.2.15<sup>27</sup>.



Для забезпечення розподілу електричної енергії електричними мережами, що не належать електророзподільній компанії, між нею та відповідним власником мереж, який не має ліцензії на здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, укладається договір щодо спільного використання електричних мереж

<sup>27</sup> За даними Звіту «Study on tariff design for distribution systems» від 28 січня 2015 року, підготовленого mercados, refe, indra. Дані по Україні за 2017 рік. По всіх країнах виручка з розподілу електричної енергії не враховує вартість витрат електричної енергії в розподільчих мережах.



Електророзподільні компанії, які використовують технологічні електричні мережі інших власників електричних мереж, сплачують останнім плату за спільне використання технологічних електричних мереж, яка визначається відповідно до Методики обрахування плати за спільне використання технологічних електричних мереж<sup>28</sup> (далі – Методика).

Регулятор відповідно до вимог Методики щорічно розраховує питомі витрати на утримання технологічних електричних мереж в об'ємі однієї умовної одиниці, які складаються за результатами господарської діяльності ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними), магістральними та міждержавними електричними мережами.

З метою уникнення негативної судової практики та у зв'язку з неодноковим тлумаченням судами України вимог Методики, зокрема в частині підстав та повноважень територіальних підрозділів НКРЕКП щодо відмови в погодженні кошторисів витрат власників мереж на утримання їх технологічних електричних мереж, а також для приведення норм Методики у відповідність до вимог чинного законодавства та інших нормативно-правових актів НКРЕКП було розроблено та прийнято постанову НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики обрахування плати за спільне використання технологічних електричних мереж» від 19.09.2017 № 1144. Результатом внесених змін є удосконалення норм Методики, зокрема в частині чіткого визначення підстав та повноважень територіальних підрозділів НКРЕКП щодо відмови в погодженні кошторисів витрат та обов'язкового дотримання власниками мереж відсоткового співвідношення операційних витрат, які включаються до кошторису витрат.

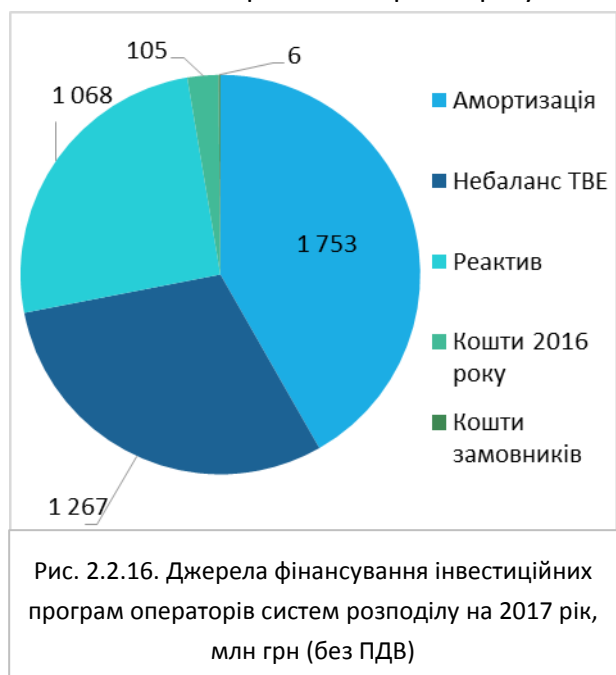
### Інвестиції в розвиток систем розподілу електроенергії

У 2017 році НКРЕКП продовжила роботу з удосконалення нормативно-правової бази щодо формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом, контролю за їх виконанням. З метою реалізації вимог Закону України «Про особливості доступу до інформації у сферах постачання електричної енергії, природного газу, тепlopостачання, централізованого постачання гарячої води, централізованого питного водопостачання та водовідведення» до Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії<sup>29</sup>, постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 701 були внесені зміни в частині запровадження порядку оприлюднення та відкритого обговорення інвестиційних програм

<sup>28</sup> Постанова НКРЕ від 12.06.2008 № 691, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 08.08.2008 за № 732/15423;

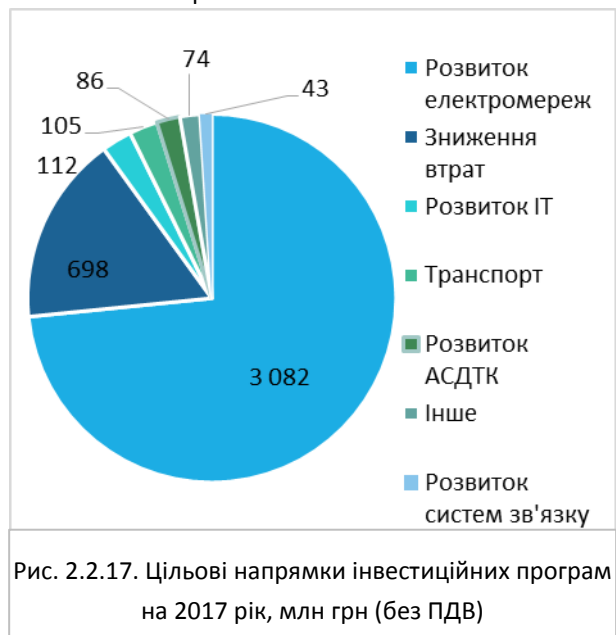
<sup>29</sup> затвердженого постановою НКРЕ від 13.12.2012 № 1627.

ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом.



На 2017 рік НКРЕКП розглянула та схвалила інвестиційні програми для 35 ліцензіатів із передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами на загальну суму 4 199 млн грн (без ПДВ). У програмах передбачені поквартальні плани виконання робіт та обсяги їх фінансування. Основним джерелом фінансування інвестиційних програм (42 %) є тариф на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами відповідної компанії. Разом з цим додатковими джерелами фінансування інвестиційних програм були визначені кошти, які компанії отримали внаслідок небалансу ТВЕ (30 %), оплата за реактивну енергію від споживачів (25 %) та невикористані кошти попередніх періодів (3 %) (див. рис. 2.2.16).

НКРЕКП звертала особливу увагу на обґрунтованість запропонованих компаніями заходів і обсягів їх фінансування та пріоритетність спрямування коштів на технічну реконструкцію та модернізацію електричних мереж (див. рис.2.2.17). У 2017 році обсяги фінансування заходів з будівництва, модернізації та реконструкції електричних мереж та обладнання (I розділ інвестиційних програм) були схвалені на суму 3 млрд грн (без ПДВ), що складає 73 % від загальної суми схвалених інвестиційних програм. На фінансування робіт, направлених на послідовне зменшення та недопущення понаднормативних витрат електроенергії, було передбачено 17 % від загальної суми інвестиційних програм. Решту коштів передбачалося спрямувати на фінансування заходів із впровадження автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК), будівництва систем зв'язку, реконструкції виробничих приміщень, комп'ютеризації компаній тощо.



НКРЕКП було проведено ряд технічних нарад з Міненерговугілля України, Держенергонаглядом, НПЦР ОЕС України та ліцензіатами, у результаті яких для вирішення проблемних питань з підвищення рівня енергоефективності роботи розподільчих електричних мереж запропоновано комплексний підхід до їх реконструкції зі зміною конфігурації, підвищенням рівня автоматизації, у тому числі автоматизації систем обліку електричної енергії, а також підвищенням рівня середньої напруги.

25 енергокомпаній включили до складу заходів інвестиційних програм на 2017 – 2018 роки розробку техніко-економічних обґрунтувань (далі – ТЕО), проектування та виконання пілотних проектів з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж.

Так, у період з 01.03.2017 по 30.12.2017 НКРЕКП проведено більше ніж 100 нарад з компаніями щодо впровадження заходів з підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та складено відповідні протоколи з підсумковими висновками і рекомендаціями щодо принципів і схем впровадження зазначених заходів. Крім

того, було опрацьовано результати 31 завершеною ТЕО заходів комплексного підходу з підвищення енергоефективності роботи розподільчих електричних мереж.

За результатами розгляду зазначених ТЕО встановлено, що при застосуванні комплексного підходу очікується досягнення таких показників:

- збільшення обсягу річного скорочення втрат електричної енергії в перспективних схемах енерговузлів на напрузі 20 кВ на 30 – 35% у порівнянні з аналогічними мережами 6(10) кВ;
- зниження технологічних втрат електричної енергії в енерговузлах від існуючих 12 – 15% (в окремих енерговузлах до 33 %) до 4 – 6 %;
- приведення показників SAIDI з 1600 хв – 2243 хв до цільових показників, установлених НКРЕКП (міська місцевість – 150 хв., сільська місцевість – 300 хв.);
- підвищення рівня автоматизації мереж та улаштування систем обліку від 0 % до 100 %;
- можливість підключення нових абонентів, зокрема, розподіленої генерації;
- обсяг капіталовкладень для реалізації заходів із підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж шляхом їх реконфігурації та запровадження напруги до 20 кВ відрізняється менше ніж на 10 % від капіталовкладень при реалізації аналогічних заходів з рівнем напруги 6(10) кВ.

Отже, відповідно до результатів ТЕО для підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж доведена доцільність впровадження енергокомпаніями заходів в рамках комплексного підходу з реконфігурації розподільчих мереж, їх автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Упродовж року НКРЕКП на звернення електророзподільних компаній погоджувала зміни до Інвестиційних програм, направлені на вирішення нагальних питань забезпечення електропостачання.

Важливі заходи для забезпечення стабільного функціонування ОЕС України, передбачені інвестиційними програмами, наведено в таблиці 2.2.3.

Таблиця 2.2.3. Заходи забезпечення стабільного функціонування ОЕС України

Регіон	Назва заходу	Вартість, тис. грн
м. Київ	Будівництво КЛ 110 кВ «Московська – Новокиївська» № 1, 2	49 237
м. Київ	Реконструкція ПС 110/10 кВ «Позняки» у частині прибудови закритого розподільчого пристрою (ЗРУ) з будівництвом транзиту 110 кВ ТЕЦ-5 – Позняки	85 721
м. Мена Чернігівської області	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Мена-2»	29 070
смт. Козелець Чернігівської області	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Козелець»	10 872
Хмельницька область	ПС 110/35/10 кВ «Дунаївці»	8 356
Івано-Франківська область	Реконструкція ПС 35 кВ «Ільці» з переведенням на напругу 110 кВ	10 976
Івано-Франківська область	Реконструкція ПС 35 кВ «ТПГЕС»	8 641
м. Житомир	Реконструкція ПС 110//10 «Західна»	13 550
Львівська область	Будівництво ЛЕП – 35 кВ ПС «Трускавець-91» – ПС «Трускавець-7»	11 574
м. Львів	Технічне переоснащення ПС-110/10/6 кВ «Львів-8» із заміною силових трансформаторів 25 МВА на 40 МВА	12 479
Львівська область	Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ № 118 «Зимна Вода» (II черга)	7 784
м. Запоріжжя	Розширення ПС 35/6 кВ «Набережная» (I та II пусковий комплекс)	22 130
Миколаївська область	Реконструкція ПС 35/6 кВ «Вокзальна»	14 038
Луганська область	Реконструкція ПС 110 кВ «В. Тепловская»	22 569

Фактичний обсяг фінансування (виконання) інвестиційних програм електророзподільних компаній на 2017 рік склав 3,3 млрд грн (без ПДВ) або 78,6 % від запланованого (див. додаток 2.2.6).

## 2.2.4. Доступ до міждержавних мереж

### Опис міждержавних зв'язків

Українська енергосистема з'єднана з енергосистемами країн Східної Європи (Угорщини, Словаччини, Польщі та Румунії) та енергетичними системами Росії, Білорусі, Молдови потужними лініями зв'язку, які можуть забезпечити значний обмін електроенергією (див. табл. 2.2.4).

З енергетичним об'єднанням ENTSO-E синхронізована та працює в паралельному режимі лише південно-західна частина ОЕС України, так званій «Острів Бурштинської ТЕС» (відокремлений від основної частини ОЕС України). Це дозволяє здійснити експорт електроенергії з України до країн Східної Європи (Угорщини, Румунії, Словаччини) із надійним забезпеченням електричною енергією українських споживачів «Острова Бурштинської ТЕС».

Таблиця 2.2.4. Перелік міждержавних перетинів, по яких реалізується доступ

Перетин	Величина пропускної спроможності, МВт	Напрямок	Кількість ліній, шт. (клас напруги, кВ)	
«Острів Бурштинської ТЕС» (Україна) → енергооб'єднання ENTSO-E (UA → ENTSO-E):	650 (660 з урахуванням ПЛ-35кВ Ужгород-2 – Собранці)	експорт	Угорщина	1 (750 кВ), 1 (400 кВ), 2 (220 кВ)
			Словаччина	1 (400 кВ), 1 (35 кВ)
			Румунія	1 (400 кВ)
			«Направлена передача» Добротвірська ТЕС → Замость (UA → PL):	235
ОЕС України ↔ Молдавська енергосистема (UA → MD):	700	експорт/імпорт	7 (330 кВ), 11 (110 кВ), 1 (35 кВ), 1 (10 кВ)	
ОЕС України ↔ ОЕС Білорусі (UA → BY):	900	експорт/імпорт	2 (330 кВ), 2 (110 кВ), 1 (35 кВ), 1 (0,4 кВ)	
ОЕС України ↔ ЄЕС Росії <sup>30</sup> (UA → RU):	3400	експорт/імпорт	1 (750 кВ), 1 (500 кВ), 1 (400 кВ*), 5 (330 кВ), 2 (220 кВ), 2 (110 кВ)	

\*) передача постійного струму.

### Розподіл пропускної спроможності

Доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України учасники ринку отримують за результатами аукціону, що проводиться аукціонним офісом ДП «НЕК «Укренерго». Організація та проведення електронних аукціонів щодо доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України здійснюється відповідно до Порядку проведення електронних аукціонів з розподілення пропускної спроможності міждержавних електричних мереж, який з метою запровадження добових аукціонів з використанням електронної платформи проведення аукціонів був прийнятий у новій редакції (постанова НКРЕКП від 28 березня 2017 року № 426).

У середньому у 2017 році участь в аукціонах на доступ до пропускної спроможності брало 12 учасників, при цьому кількість заявок<sup>31</sup>, які були задоволені за результатами аукціонів, у 2017 році збільшилась для місячних аукціонів у 2 – 3 рази, для річного аукціону більше ніж у 9 разів (див. рис. 2.2.18).

<sup>30</sup> У 2015 році шість ліній перетину UA – RU було виключено із переліку міждержавних через неможливість здійснення контролю за переміщенням електроенергії через митний кордон України з Російською Федерацією;

<sup>31</sup> Згідно з Порядком один учасник має право подавати до 20 заявок.

Доступна пропускна спроможність розраховується ДП «НЕК «Укренерго» відповідно до методики, затвердженої Міненерговугілля. Обсяги пропонованої та розподіленої пропускної спроможності на річному та місячних аукціонах наведено на рис. 2.2.19 та 2.2.20.

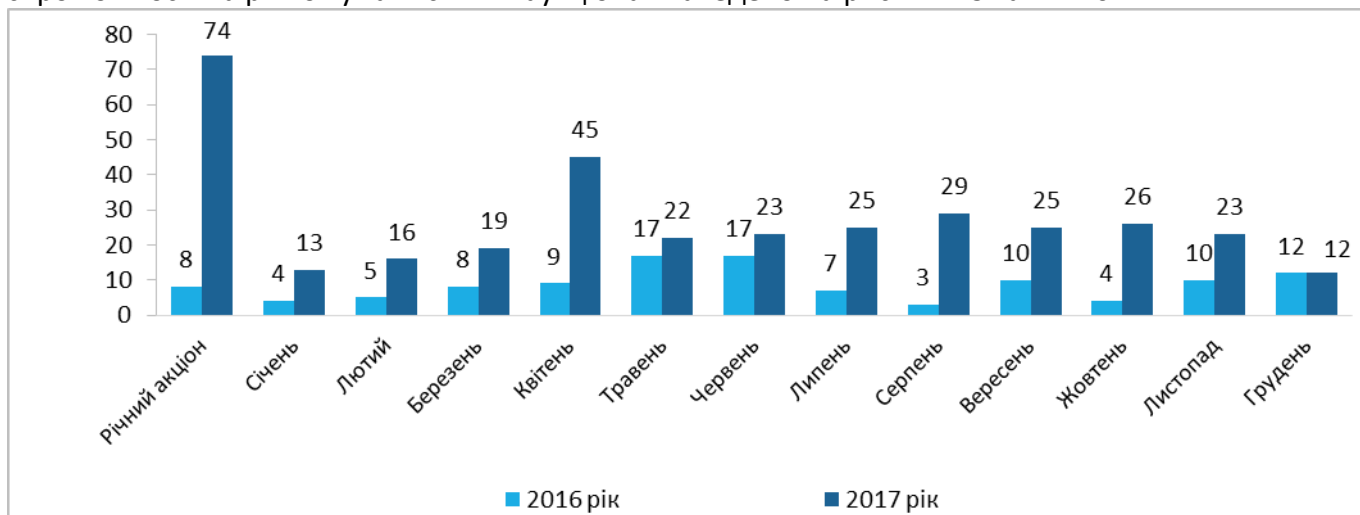


Рис. 2.2.18. Кількість учасників в аукціонах на доступ до пропускної спроможності, шт.

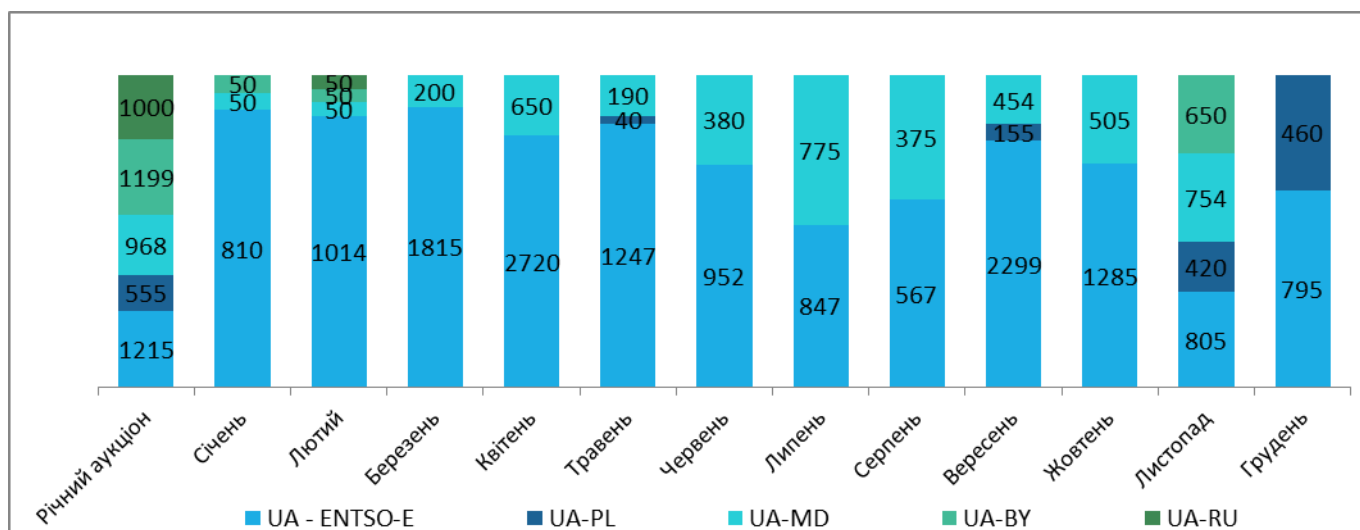


Рис. 2.2.20. Обсяги розподіленої пропускної спроможності у 2017 році, МВт

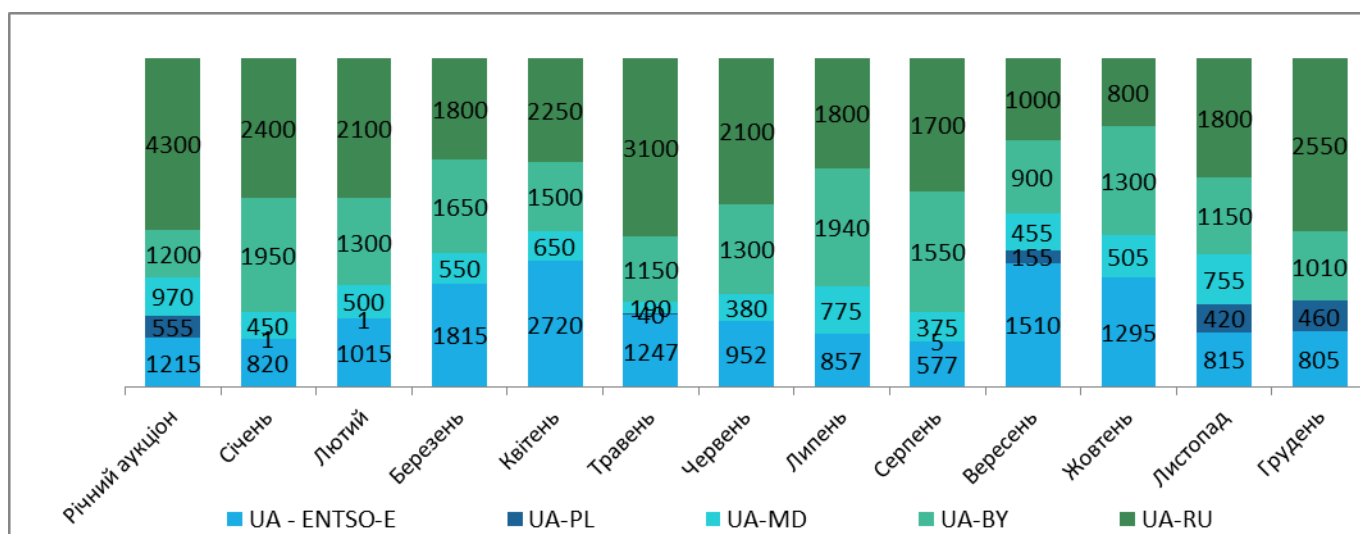
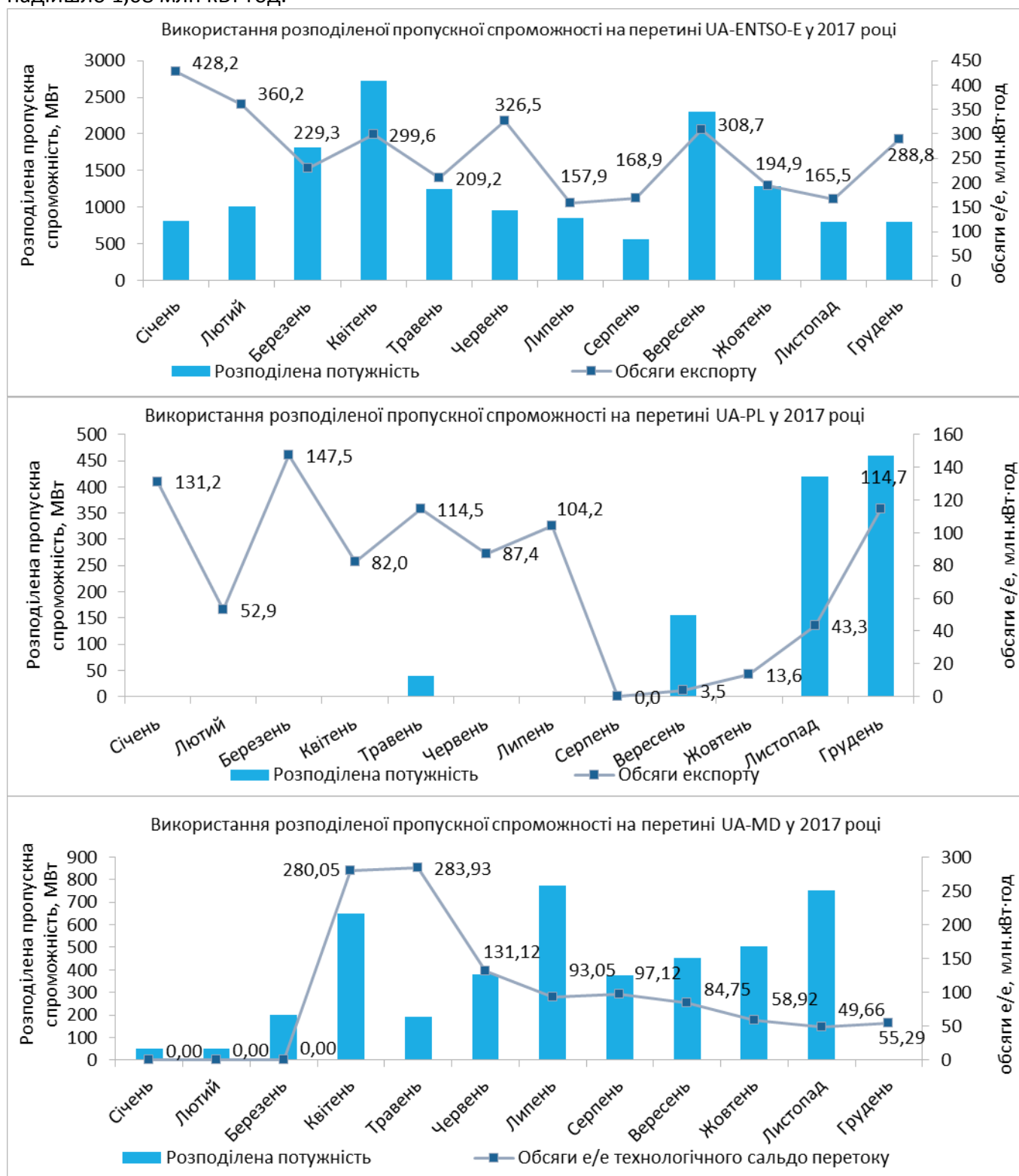


Рис. 2.2.19. Обсяги пропонованої пропускної спроможності у 2017 році, МВт

Використання пропускної спроможності у 2017 році здійснювалось за перетинами UA – ENTSO-E та UA – PL (рис. 2.2.21). Електропостачальники здійснювали експорт електричної енергії в напрямку країн ЄС та по перетину з Молдовою. На перетинах UA-BY та UA-RU комерційних операцій з експорту та/або імпорту у 2017 році не здійснювалось. При цьому протягом 2017 року в рамках контрактів та договорів між ДП «Енергоринок» та:

ПАО «Интер РАО» на купівлю-продаж технологічних сальдо перетоків електроенергії в ОЕС України надійшло 46,96 млн кВт-год (поставка електроенергії в рамках надання аварійної взаємодопомоги до ОЕС України не здійснювалась);

ГПО «Белэнерго» на купівлю-продаж електричної енергії для забезпечення енергоживлення тупикових районів навантаження України та Республіки Білорусь до ОЕС України надійшло 1,08 млн кВт-год.





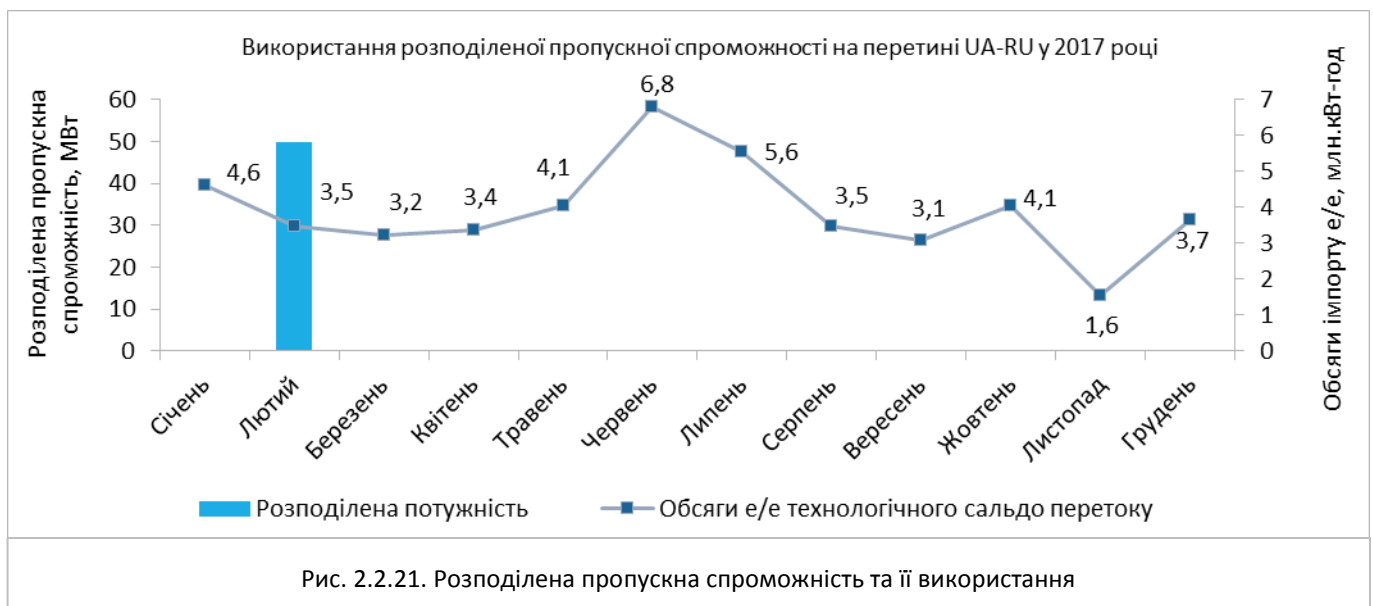
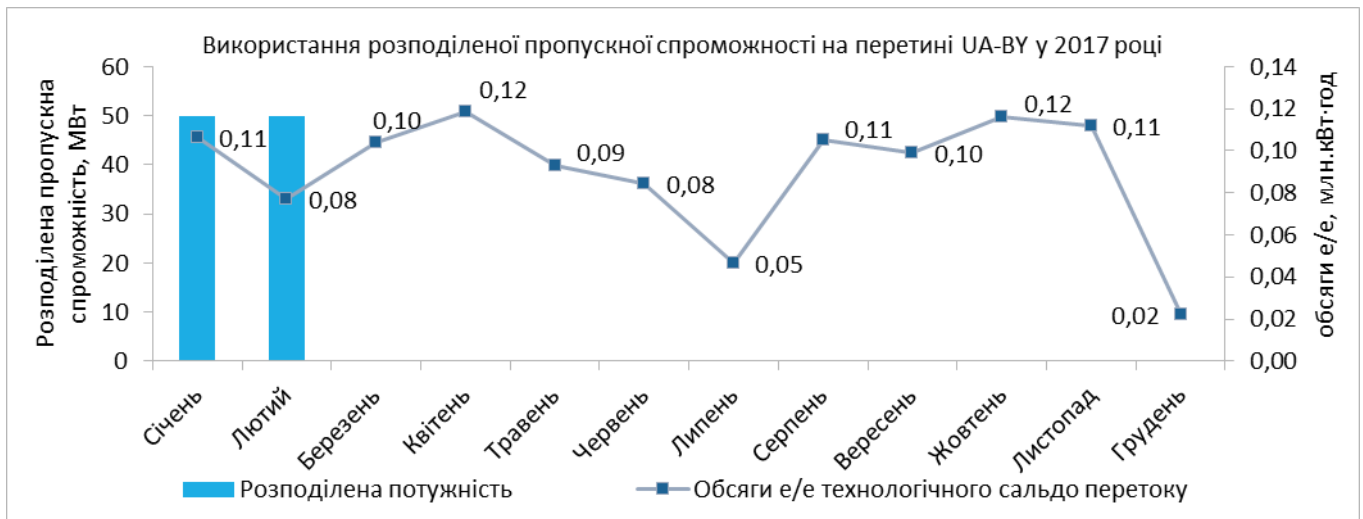


Рис. 2.2.21. Розподілена пропускна спроможність та її використання

Обмеження розподіленої пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України для експорту електричної енергії у 2017 році відбувалось 34 рази, з них 8 разів пропускна спроможність скорочувалась до нуля (1 на перетині UA – PL, 5 на перетині UA – ENTSO-E). Найбільший період обмеження складав понад 58 діб (на перетині UA – PL), а найменший період обмеження складав 1 добу (на перетинах UA – ENTSO-E та UA – MD).

### Доходи ОСП від розподілу пропускної спроможності та їх використання

У 2017 році ДП «НЕК «Укренерго» отримало 1 410 488 тис. грн доходів від розподілу пропускної спроможності (див. табл. 2.2.5).

Таблиця 2.2.5. Доходи ДП «НЕК «Укренерго» від розподілу пропускної спроможності

Рік	Сума доходу, тис. грн (без ПДВ)
2013	518
2014	5 099
2015	67 346
2016	73 443
2017	1 410 488

<i>у тому числі:</i>	
січень	177 027
лютий	122 446
березень	118 858
квітень	138 130
травень	95 542
червень	93 747
липень	92 412
серпень	102 278
вересень	111 226
жовтень	61 738
листопад	144 309
грудень	152 774

Відповідно до статті 43 Закону України «Про ринок електричної енергії» доходи від розподілу пропускної спроможності міждержавного перетину можуть бути використані для таких цілей:

- гарантування фактичної наявності розподіленої пропускної спроможності;
- технічного обслуговування та збільшення пропускної спроможності шляхом здійснення інвестицій у розвиток системи передачі, зокрема в будівництво нових міждержавних ліній електропередачі.

Відповідно до Звіту з виконання Інвестиційної програми за 2017 рік по ДП «НЕК «Укренерго» кошти доходу отриманого від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж, у сумі 101 322 тис. грн у 2017 році були спрямовані на будівництво об'єкта ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ «Богородчани» і ПС 750 кВ «Західноукраїнська» та використані у повному обсязі.

НКРЕКП відповідно до частини 3 (10) статті 6 Закону України «Про ринок електричної енергії» уповноважена здійснювати моніторинг використання оператором системи передачі (ДП «НЕК «Укренерго») доходів, отриманих від розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів.

## 2.3. Питання конкуренції

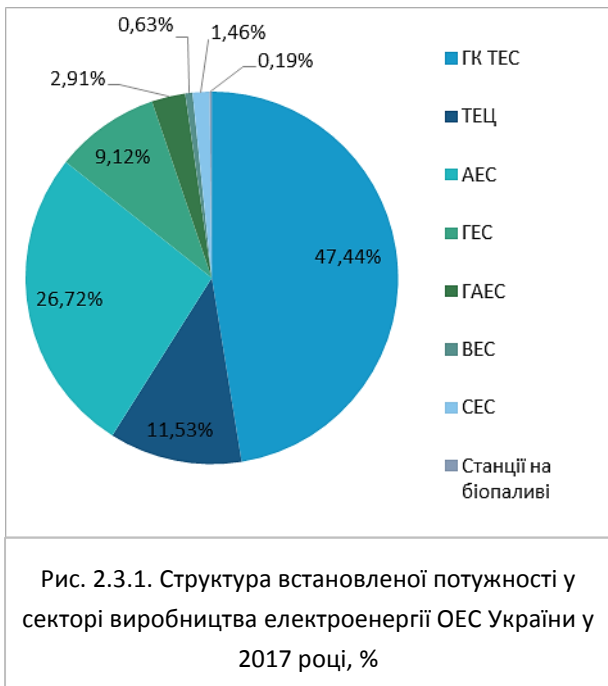
### 2.3.1. Виробництво електричної енергії

#### *Загальна інформація*

Відповідно до законодавства України всі виробники, встановлена потужність яких перевищує 20 МВт та обсяг відпуску електроенергії перевищує граничні показники, зобов'язані продавати всю вироблену ними електричну енергію в Оптовий ринок електричної енергії.

Структуру встановленої потужності у секторі виробництва електроенергії ОЕС України у 2017 році наведено на рис. 2.3.1<sup>32</sup>.

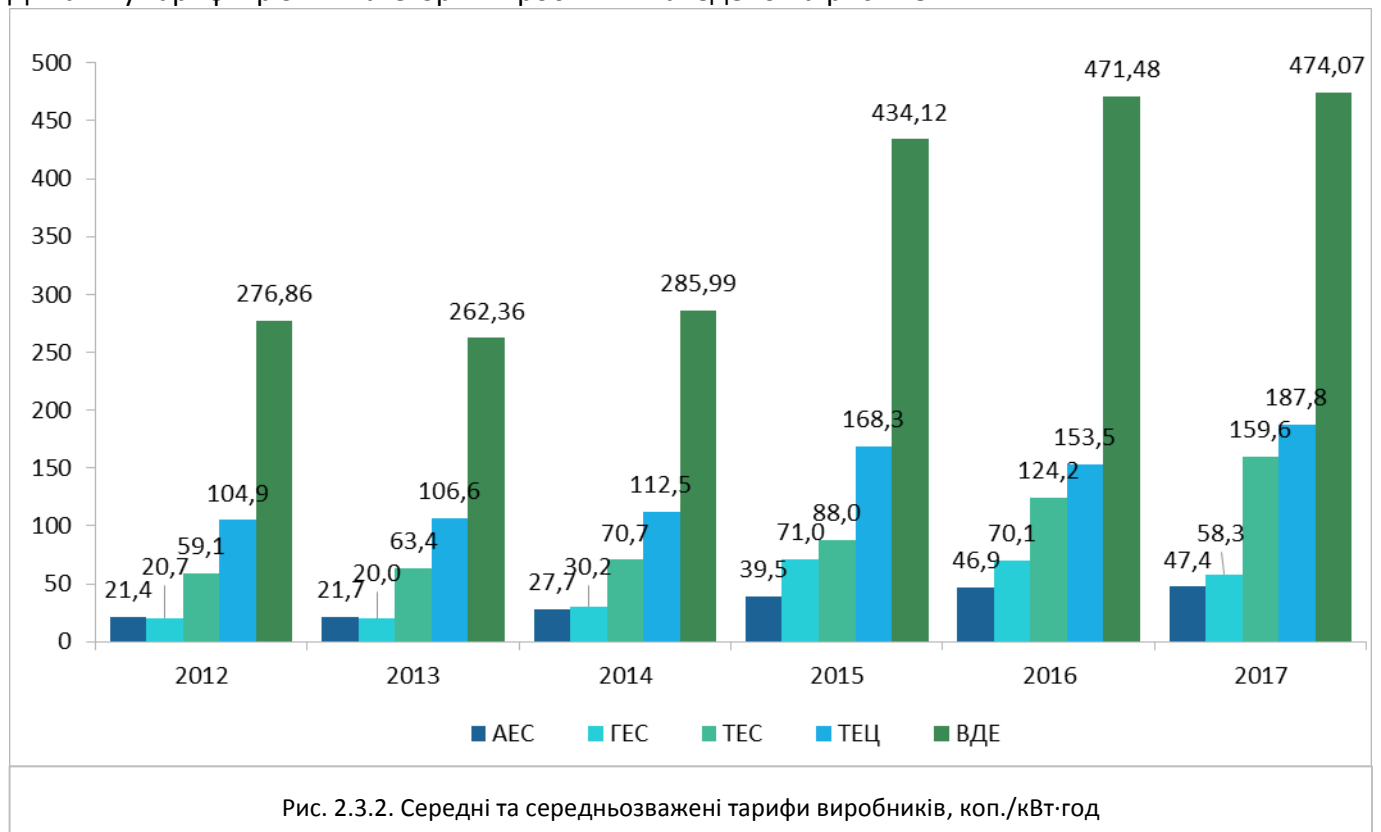
<sup>32</sup> Без Кримської ЕЕС та неконтрольованої території Донбаської ЕЕС.



У 2017 році продаж електричної енергії в ОРЕ здійснювали 225 виробників електроенергії, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (єдиний оператор атомних електростанцій України), 5 компаній теплових електростанцій (до складу яких входить 12 великих ТЕС), 2 компанії великих ГЕС/ГАЕС, у тому числі ПрАТ «Укргідроенерго» (до складу якого входить 7 ГЕС та 2 ГАЕС), 26 підприємств, що виробляють електричну енергію на ТЕЦ та когенераційних установках, та 192 підприємства, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії.

Відповідно до чинного законодавства НКРЕКП регулює ціни (тарифи) продажу електричної енергії, виробленої на АЕС, ГЕС/ГАЕС, ТЕЦ та іншими виробниками, встановлює «зелені» тарифи на електричну енергію, вироблену

об'єктами електроенергетики з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), для продажу на ОРЕ. Розрахунок тарифів на електричну енергію, що виробляється на ТЕЦ, АЕС та ГЕС/ГАЕС, здійснюється відповідно до методик, затверджених НКРЕКП. Продаж електричної енергії за ціною, що визначається за Правилами ОРЕ, здійснюють лише ГК ТЕС, що працюють за ціновими заявками. Динаміку тарифів різних категорій виробників наведено на рис. 2.3.2.



### *Виробники електричної енергії на теплових електростанціях (ТЕС)*

Генеруючі компанії ТЕС (далі – ГК ТЕС) продають електричну енергію в ОРЕ за ціною, що сформувався за Правилами ОРЕ. До прийняття постанов НКРЕКП від 27.12.2017 № 1404 та від

27.12.2017 № 1405, якими були внесені відповідні зміни до Інструкції про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України та Правил ОРЕ, які є додатками до ДЧОРЕ, щомісячно постфактум НКРЕКП встановлювала тарифи для виробників ТЕС на рівні середньозважених цін продажу електроенергії в ОРЕ кожним із таких виробників.



Згідно з Правилами ОРЕ ціни на електроенергію для виробників, які працюють за ціновими заявками, формуються погодинно. За фактичними режимами роботи блоку РСР щоденно нараховує ГК ТЕС відповідні платежі (див. рис. 2.3.3 та додаток 2.3.3).

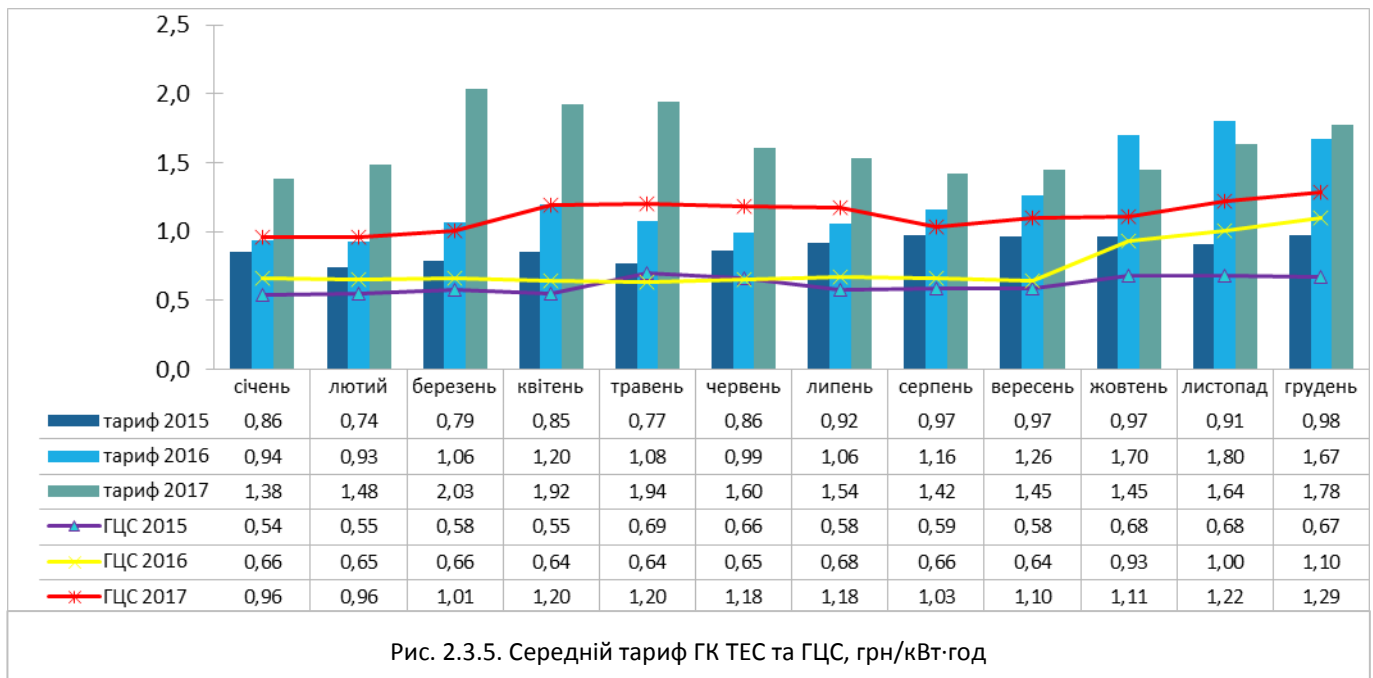
У 2017 році змін у частині видів платежів до Правил ОРЕ внесено не було. У частині структури платежів у порівнянні з 2016 роком частка платежу ГК ТЕС за електроенергію збільшилась на 47 %, частка платежів за роботу потужність та за маневреність збільшилась відповідно на 32 % та на 33 %. У 2017 році тариф продажу електроенергії ГК ТЕС, в ОРЕ зріс в порівнянні з 2016 роком на 28,4 % (з

124,23 коп./кВт·год до 159,5 коп./кВт·год). У структурі тарифу частка собівартості виробництва електроенергії збільшилась на 40,3 %, з 100,43 коп./кВт·год до 140,91 коп./кВт·год. Структуру тарифу закупівлі електроенергії ТЕС у 2017 році наведено на рис. 2.3.4. Зростання собівартості виробництва електроенергії відбулось за рахунок збільшення умовно-постійних витрат з 23,04 коп./кВт·год до 26,83 коп./кВт·год (на 25 %), зокрема через збільшення витрат на виробничі послуги, допоміжні та інші матеріали, витрати на оплату праці та соціальні виплати.

Паливна складова у структурі собівартості у 2017 році збільшилась на 45%. При цьому, калорійність вугілля зменшилась на 1,4 % з 5115 до 5044 ккал/кг. Питомі витрати умовного палива на виробництво електроенергії зменшилися на 1,35 % (з 406,5 до 401,1 г/кВт·год).



Середній тариф ГК ТЕС та гранична ціна системи (ГЦС) за 2015 – 2017 роки зазначені на рис. 2.3.5. Середній тариф закупівлі електроенергії у ГК ТЕС у 2013 – 2017 роках наведено у додатку 2.3.4.



Ураховуючи особливості ціноутворення на ОРЕ для виробників електричної енергії, які працюють за ціновими заявками, з 2004 року розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08 вересня 2004 року № 648-р «Про заходи щодо реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей» схвалено план реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей (далі – План реконструкції), який з 01.03.2017 було актуалізовано (розпорядження Кабінету Міністрів України від 01.03.2017 № 133-р «Про внесення змін до розпорядження Кабінету Міністрів України від 8 вересня 2004 р. № 648-р»).

Відповідно до рішення КМУ Міністерством енергетики та вугільної промисловості України наказом від 22.03.2017 № 221 затверджено Графік реконструкцій енергоблоків теплоелектростанцій енергогенеруючих компаній у 2017 – 2019 роках, передбачених розділом II Плану реконструкції.

З метою реалізації Плану реконструкції та оптимізації тарифів на електричну енергію, продану в ОРЕ виробниками, які працюють за ціновими заявками, постановою НКРЕКП від 23.02.2017 № 224 затверджено Порядок затвердження, коригування та вилучення інвестиційної складової в тарифі на електричну енергію (далі – Порядок НКРЕКП).

Положеннями Порядку НКРЕКП, у тому числі, передбачено механізм повернення коштів, отриманих як інвестиційна складова за проектами реконструкції теплоелектростанцій, щодо яких змінилися пріоритети їх фізичної реалізації, або за невиконання компаніями взятих на себе зобов'язань щодо реалізації відповідних проектів реконструкції.

З огляду на зазначене у березні 2017 року НКРЕКП було прийнято рішення, згідно з яким визнано такими, що втратили чинність, рішення про затвердження величини інвестиційної складової по проектах реконструкції енергоблоків № 3 Зуївської ТЕС, № 4 Курахівської ТЕС, №№ 11, 14, 15 Луганської ТЕС ТОВ «ДТЕК Східенерго»; №№ 2, 4 Запорізької ТЕС, № 5 Криворізької ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»; № 7 Добротвірської ТЕС, № 4 Ладжинської ТЕС ПАТ «ДТЕК Західенерго»; № 6 Слов'янської ТЕС ПАТ «Донбасенерго» (постанова НКРЕКП від 30.03.2017 № 449).

Ураховуючи це рішення, відповідно до умов Порядку НКРЕКП з метою вилучення суми коштів, які були нараховані як інвестиційна складова по зазначених вище проектах реконструкції у загальному розмірі близько 2,2 млрд грн, НКРЕКП було затверджено від'ємні платежі ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «Донбасенерго» (постанови НКРЕКП від 30.03.2017 №№ 450 – 453 (зі змінами)), загальна величина яких становить

понад 3 млрд грн з урахуванням індексів цін на будівельно-монтажні роботи. Станом на 01.01.2018 за рахунок нарахування від'ємних платежів вилучено близько 0,9 млрд грн.

У рамках розпорядження Кабінету Міністрів України від 08 вересня 2004 року № 648-р «Про заходи щодо реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей» реалізовано 24 проекти реконструкції. Так, реконструйовано енергоблоки №№ 1, 2, 4 Зуївської ТЕС, №№ 5, 6, 7, 8, 9 Курахівської ТЕС, №№ 10, 13 Луганської ТЕС, №№ 5, 7 Бурштинської ТЕС, № 8 Добротвірської ТЕС, № 1, 3 Криворізької ТЕС, № 9 Придніпровської ТЕС, №№ 1, 3 Запорізької ТЕС, № 2 Трипільської ТЕС, №№ 12, 13 Старобешівської ТЕС, електрофільтри енергоблоків № 11 Придніпровської ТЕС та № 3 Ладжинської ТЕС, а також здійснено технічне переоснащення відкритого розподільчого пристрою 220, 330, 400 кВ Бурштинської ТЕС.

У 2018 році планується завершення фізичної реалізації проекту реконструкції енергоблока № 10 Бурштинської ТЕС (28.02.2018).

У 2019 році планується завершення фізичної реалізації проекту будівництва сіркоочисної установки на енергоблоці № 2 Трипільської ТЕС (12.05.2019) та проекту реконструкції енергоблока № 7 Слов'янської ТЕС ПАТ «Донбасенерго» (30.06.2019).

Станом на 01.01.2018 за рахунок інвестиційної складової для повернення інвестицій, використаних з метою виконання Плану реконструкції, на спеціальні рахунки ГК ТЕС надійшло понад 7,4 млрд грн. У тому числі за 2017 рік за рахунок інвестиційної складової на спеціальні рахунки ГК ТЕС надійшло близько 1,1 млрд грн (див. табл. 2.3.1).

Таблиця 2.3.1. Надходження коштів за рахунок інвестиційної складової на спеціальні рахунки ГК ТЕС по проектах, для реалізації яких станом на 01.01.2018 затверджено інвестиційну складову

Назва ГК ТЕС	Проект	Сума, що надійшла на спеціальний рахунок, млн грн
ТОВ «ДТЕК Східенерго»	Енергоблоки: № 4 Зуївської ТЕС № 9 Курахівської ТЕС № 13 Луганської ТЕС	134
ПАТ «ДТЕК Західенерго»	Енергоблоки: №№ 5, 10 Бурштинської ТЕС № 8 Добротвірської ТЕС	170
ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»	Енергоблоки: № 1 Криворізької ТЕС № 3 Запорізької ТЕС	135
ПАТ «Центренерго»	Енергоблок: № 2 Трипільської ТЕС	121
ПАТ «Донбасенерго»	Енергоблоки: № 7 Слов'янської ТЕС №№ 12, 13 Старобешівської ТЕС	563

## Виробники електричної енергії на атомних електростанціях (АЕС)

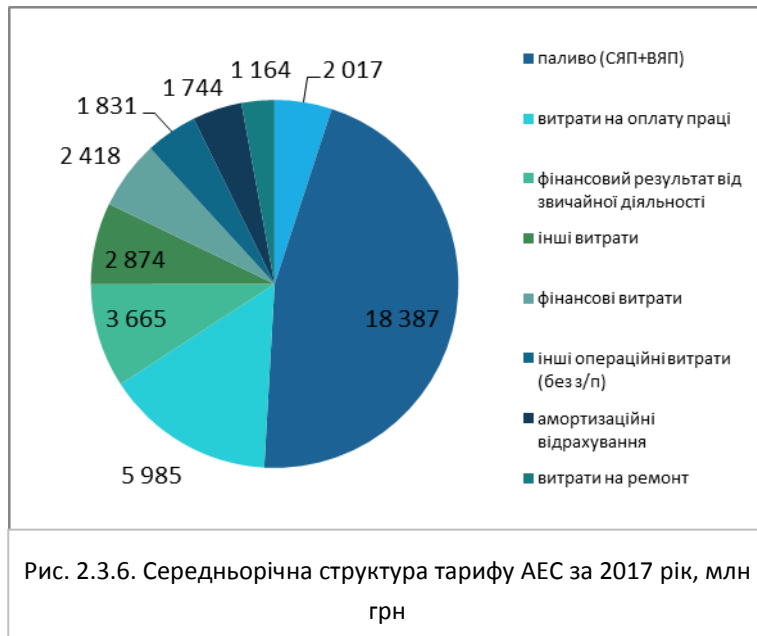


Рис. 2.3.6. Середньорічна структура тарифу АЕС за 2017 рік, млн грн

Оператором усіх атомних електричних станцій в Україні є державне підприємство «НАЕК «Енергоатом», до складу якого входять чотири атомні електростанції – Запорізька, Рівненська, Южно-Українська та Хмельницька, на яких експлуатується 15 атомних енергоблоків, з яких 13 типу ВВЕР-1000 і два – ВВЕР-440. Загальна потужність цих енергоблоків становить 13 835 МВт.

Встановлення тарифів на відпуск електричної енергії для АЕС регулюється Порядком<sup>33</sup>, затвердженим Регулятором.

Тариф на відпуск електричної енергії, що виробляється на атомних

станціях ДП «НАЕК «Енергоатом», з 01 січня 2017 року становив 46,64 коп./кВт·год, на виробництво теплової енергії – 72,56 грн/Гкал.

Упродовж року НКРЕКП двічі здійснювала перегляд тарифу на електроенергію, вироблену на АЕС:

- з 01 квітня 2017 року тариф було збільшено до рівня 48,00 коп./кВт·год;
- з 09 листопада 2017 року тариф було зменшено до рівня 46,61 коп./кВт·год (обґрунтування до прийнятого рішення за посиланням [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy\\_zasidan/2017/lystopad/09.11.2017/p15\\_09-11-17.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy_zasidan/2017/lystopad/09.11.2017/p15_09-11-17.pdf)).

Середньорічна структура тарифу АЕС за 2017 рік зображена на рис. 2.3.6.

Основними причинами перегляду були необхідність включення додаткових витрат на закупівлю свіжого ядерного палива, на ремонт та експлуатацію основного та допоміжного обладнання, на охорону АЕС підрозділами Національної гвардії України та ДСНС України, на підвищення заробітної плати робітників АЕС, на фінансування заходів з підвищення безпеки та продовження експлуатації діючих енергоблоків АЕС та інших капіталовкладень, додаткових податкових зобов'язань компанії. При цьому при кожному перегляді було враховано збільшення планового відпуску електричної енергії АЕС в ОПЕ відповідно до скоригованого Прогнозного балансу електроенергії ОЕС України на 2017 рік (з 01 квітня – на 0,9 млрд кВт·год; з листопада – на 0,2 млрд кВт·год). Також під час проведення планової перевірки ліцензованої діяльності ДП «НАЕК «Енергоатом» були виявлені порушення у діяльності компанії. За результатами перевірки розрахункова товарна продукція була зменшена на обсяг коштів, що відповідає виявленим порушенням.

Динаміка складових витрат тарифу на електроенергію АЕС у 2015 - 2017 роках наведена у додатку 2.3.2.

<sup>33</sup> До 28 вересня 2017 року діяли Порядок розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС та на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, затверджений постановою НКРЕ від 12.10.2005 № 896, і Процедура перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії, затверджена постановою НКРЕ від 12.10.2005 № 898, а починаючи з 28 вересня 2017 року діє Методика формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на атомних електростанціях, затверджена постановою НКРЕКП від 01.08.2017 № 990.

Загальний обсяг схваленої НКРЕКП Інвестиційної програми ДП «НАЕК «Енергоатом» на 2017 рік становив 6 075,3 млн грн. Фактичне фінансування ДП «НАЕК «Енергоатом» заходів Інвестиційної програми у 2017 році становило 4934,1 млн грн або 81,2 % від планових показників. ДП «НАЕК «Енергоатом» у минулому році на фінансування будівництва Централізованого сховища

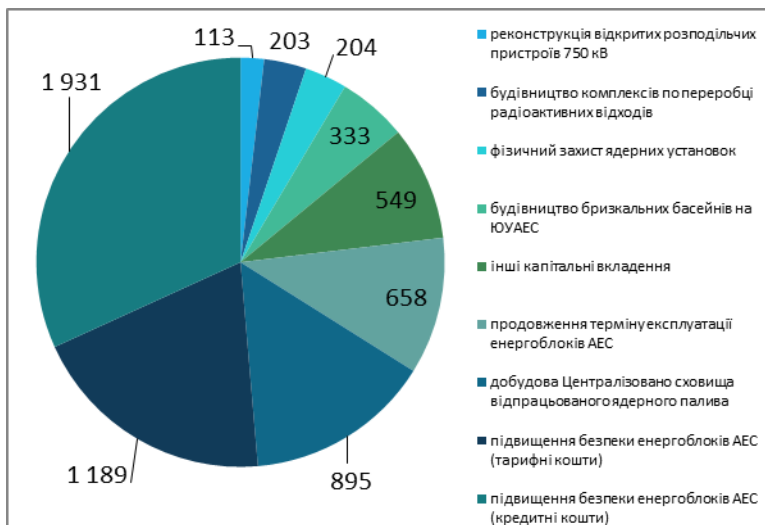


Рис. 2.3.7. Структура схваленої інвестиційної програми ДП "НАЕК "Енергоатом" у 2017 році, млн. грн

відпрацьованого ядерного палива було використано лише 350,8 млн грн із 894,6 млн грн, що передбачалось плановими розрахунками. Структура схваленої інвестиційної програми ДП "НАЕК "Енергоатом" наведена на рис. 2.3.7. Динаміка виконання Інвестиційної програми ДП "НАЕК "Енергоатом" (у тарифах на виробництво електричної та теплової енергії) наведена в додатку 2.3.1.

Рівень оплати відпущеної ДП «НАЕК «Енергоатом» у 2017 році електричної енергії ДП «Енергоринок» становить 98 %. Також зберігається проблема видачі неповної потужності Запорізької АЕС внаслідок обмеженої

пропускної спроможності магістральних ліній електропередач та Южно-Української АЕС у літній період внаслідок обмеженої можливості става-охолоджувача АЕС. На сьогодні ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом» реалізують проекти з вирішення цих питань.

Також слід окремо відзначити, що 9 листопада 2017 року відбулася церемонія початку будівельних робіт на майданчику Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива — першого ядерного об'єкта загальнодержавного значення, рішення та проект будівництва якого ухвалили вже за часів Незалежності України.

В урочистих заходах з нагоди початку будівництва Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива взяв участь Голова НКРЕКП Дмитро Вовк. В заході також взяли участь Віце-прем'єр-міністр України Володимир Кістюн, Посол США в Україні Мері Йованович, Міністр енергетики та вугільної промисловості України Ігор Насалик, Голова ДАЗВ Віталій Петрук, Голова Держатомрегулювання Григорій Плачков, Президент НАЕК «Енергоатом» Юрій Недашковський, президент американської компанії Holtec International Кріс Сінгх та представники місцевих органів влади.





## Виробники електроенергії на гідроелектростанціях та на гідроакумулюючих електростанціях (ГЕС, ГАЕС)

Тарифи на виробництво електричної енергії на ГЕС та ГАЕС (крім мікро-, міні- та малих ГЕС) НКРЕКП встановлює для ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом». До складу ПрАТ «Укргідроенерго» входять 7 ГЕС (загальною встановленою потужністю 4537,3 МВт), та 2 ГАЕС (загальною встановленою потужністю 1207,5 МВт). До складу ДП «НАЕК «Енергоатом» входять 1 ГЕС (встановленою потужністю 11,5 МВт) та 1 ГАЕС (встановленою потужністю 302 МВт). Найбільшою ГЕС в Україні є ДніпроГЕС встановленою потужністю 1553,8 МВт.

Загальний обсяг відпущеної в ОРЕ електричної енергії, виробленої на ГЕС та ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом», у 2017 році становив 10 012,8 млн кВт·год.

Для ГЕС та ГАЕС відповідно до затвердженої методології<sup>34</sup> встановлюється двоставковий тариф на відпуск електричної енергії (з метою зниження впливу сезонності виробництва на дохід підприємства). Двоставковий тариф складається зі ставки плати за відпущену електричну енергію (за 1 кВт·год) та ставки плати за робочу потужність (за 1 МВт). Ставки плати за відпущену електроенергію та за робочу потужність встановлюються на кожний квартал року.

Для ПрАТ «Укргідроенерго» з 01 січня 2017 року був встановлений двоставковий тариф, при якому середній річний тариф (для ГЕС та ГАЕС разом) становив 66,57 коп./кВт·год (без ПДВ). Схвалений обсяг інвестиційної програми<sup>35</sup> на початок року становив 3 505,6 млн грн (без ПДВ), з них за рахунок тарифу 2017 року – 1 740 млн грн, 1 618,1 млн грн – кредитні кошти, 147,5 млн грн – інші джерела фінансування.

З урахуванням усіх змін протягом року та при фактичному обсязі відпуску 9 806,0 млн кВт·год середній тариф ГЕС ПрАТ «Укргідроенерго» за 2017 рік становить 58,29 коп./кВт·год (що на 16 % нижче за 2016 рік), інвестиційна програма схвалена в обсязі 3 429,9 млн грн (без ПДВ), з них за рахунок тарифу – 1 788,6 млн грн (без ПДВ).



Структура тарифу ПрАТ «Укргідроенерго» у 2017 році наведена на рис. 2.3.8. У порівнянні з 2016 роком збільшилась частка коштів на амортизаційні відрахування, оплату праці, плату за воду та витрати на електроенергію для заповнення водойм ГАЕС, при цьому знизилась витрати на сплату бюджетних зобов'язань (податок на прибуток, дивіденди) та відсотків за кредитами. Динаміка основних складових витрат тарифу на електроенергію ГЕС наведена у додатку 2.3.2.

Основними напрямками інвестиційної програми ПрАТ «Укргідроенерго» є проекти, спрямовані на розвиток та оновлення енергогенеруючих

<sup>34</sup> До 28 вересня 2017 року діяли Методичні рекомендації щодо формування тарифу на електричну енергію гідроелектростанцій та гідроакумулюючих електростанцій, затверджені постановою НКРЕ від 12.10.2005 № 895, і Процедура перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії, затверджена постановою НКРЕ від 12.10.2005 № 898, а починаючи з 28 вересня 2017 року діє Методика формування, розрахунку та встановлення тарифу на електричну енергію, що виробляється на гідроелектростанціях, затверджена постановою НКРЕКП від 01.08.2017 № 989. Зазначеною Методикою передбачається встановлення суб'єктам господарювання (у разі здійснення ними виробництва електричної енергії на ГЕС та ГАЕС) окремих тарифів для ГЕС та ГАЕС.

<sup>35</sup> Відповідно до Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами та з виробництва теплової та/або електричної енергії на атомних електростанціях, гідроелектростанціях та гідроакумулюючих електростанціях, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2015 № 1972.

потужностей ПрАТ «Укргідроенерго» для забезпечення можливості виконання завдань ГЕС та ГАЕС в ОЕС України в середньостроковій перспективі, а саме II черга реконструкції ГЕС, будівництво Дністровської ГАЕС, Канівської ГАЕС, розширення Каховської ГЕС. Джерелами фінансування інвестиційної програми у 2017 році були власні кошти компанії (амортизаційні відрахування, чистий прибуток) та кредитні кошти.

Рівень оплати відпущеної ПрАТ «Укргідроенерго» у 2017 році електричної енергії ДП «Енергоринок», становить 98 %.

Динаміку виконання інвестиційної програми ПрАТ «Укргідроенерго» за рахунок коштів тарифу наведено у додатку 2.3.1.

Для ГЕС та ГАЕС ДП "НАЕК "Енергоатом" (Ташлицька ГАЕС та Олександрівська ГЕС) у 2017 році діяв двоставковий тариф на відпуск електричної енергії, при якому середній тариф становив 144,62 коп./кВт·год, що на 6 % нижче ніж у 2016 році (через зменшення витрат на купівлю електроенергії для заповнення водоймища ГАЕС на 14 %).

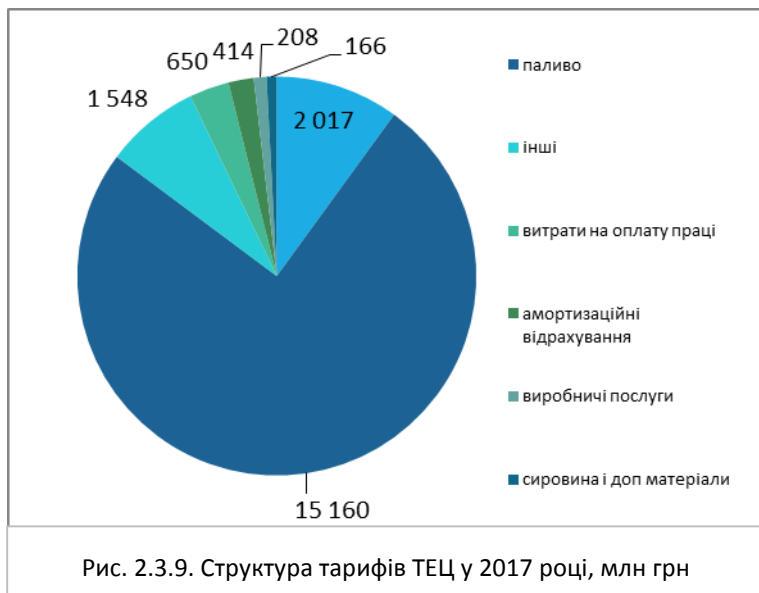
### Виробники електроенергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ)

НКРЕКП здійснює регулювання 34 суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію на ТЕЦ та когенераційних установках.

Загальний обсяг відпущеної електричної енергії в ОРЕ, виробленої на ТЕЦ та когенераційних установках, у 2017 році становив 9 394,5 млн кВт·год.

Встановлення тарифів на відпуск електричної енергії для ТЕЦ та когенераційних установок регулюється Методикою формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках, затвердженою постановою НКРЕКП від 01.08.2017 № 991.

У тарифах на відпуск електричної енергії для ТЕЦ, встановлених з 01 січня 2017 року, ціна природного газу становила 6 288,29 грн за 1000 м<sup>3</sup> (без ПДВ), тариф на транспортування природного газу – 732,70 грн за 1000 м<sup>3</sup> (без ПДВ), також була врахована ціна вугілля антрацитової групи на рівні 1 757,00 грн/т (без транспортування) та газової групи на рівні 1 641,00 грн/т (без транспортування). Структура тарифів ТЕЦ у 2017 році наведена на рис. 2.3.9.



З 01 лютого 2017 року ціна на природний газ у тарифах на відпуск електричної енергії була змінена та, відповідно, становила 7090,00 грн за 1000 м<sup>3</sup> (без ПДВ), а тариф на транспортування природного газу – 732,70 грн за 1000 м<sup>3</sup> (без ПДВ).

З 01 квітня 2017 року в тарифах на відпуск електричної енергії ціна вугілля була змінена та становила для антрацитової групи 2 222,00 грн/т (без транспортування), для газової групи 2 071,00 грн/т (без транспортування).

Відповідно до цих змін НКРЕКП переглядала тарифи на відпуск електричної енергії та виробництво

теплової енергії для ТЕЦ та когенераційних установок.

Середньозважений тариф на відпуск електричної енергії для ТЕЦ та когенераційних установок у 2017 році склав 187,78 коп./кВт·год, що на 22,4 % більше тарифу за 2016 рік.

Динаміка основних складових тарифів на електроенергію ТЕЦ наведена в додатку 2.3.2.

Основне обладнання на більшості станцій було введено в експлуатацію в 1960 – 70 роках, а спроектоване за нормами 1950-х років. На переважній більшості станцій проектний ресурс

обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Зношеність основних фондів складає 70 – 80%, розрахунковий рівень амортизації є низьким, що ускладнює виконання робіт з модернізації, реконструкції та придбання нового обладнання.

Зношеність обладнання призводить до збільшення питомих витрат палива на виробництво та, відповідно, до неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів.

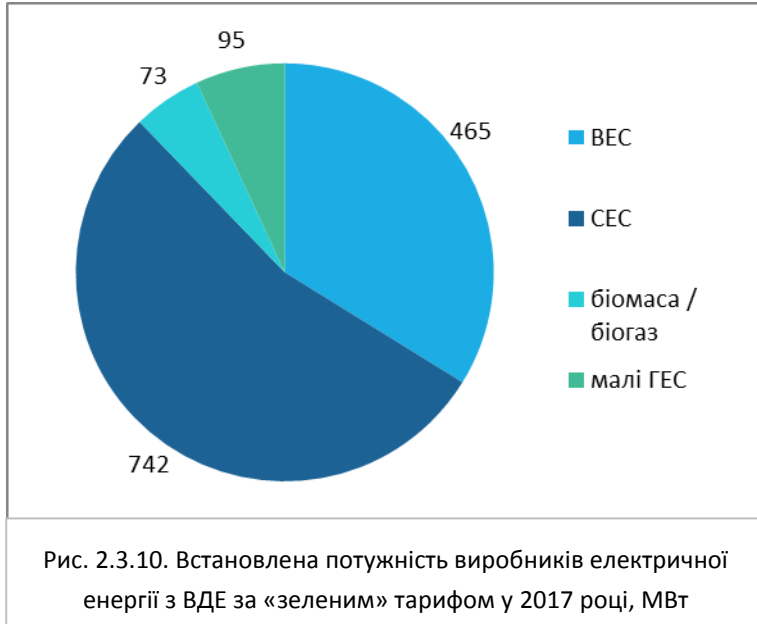
Загальний обсяг інвестиційних програм для 14 ТЕЦ у 2017 році, схвалений НКРЕКП відповідно до Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях та когенераційних установках, затвердженого постановою НКРЕКП від 15.10.2015 № 2585, становив 463,3 млн грн (без ПДВ).

Інвестпрограми були спрямовані на реконструкцію, модернізацію та розвиток основних фондів, у т. ч. електротехнічного та теплотехнічного обладнання, загальностанційного обладнання. Джерелами фінансування інвестиційних програм ТЕЦ у 2017 році в основному були амортизаційні відрахування, по деяких ТЕЦ – прибуток. Відповідно до звітів щодо виконання інвестиційних програм за 2017 рік, наданих ліцензіатами, фактичне фінансування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії (відносно річних планів, схвалених НКРЕКП) за рахунок коштів тарифів на виробництво електричної та теплової енергії за 2017 рік становило 372,2 млн грн (без ПДВ) або 80 % від річного плану.

Основним фактором неповного виконання інвестиційних програм ТЕЦ у 2017 році є заборгованість ДП «Енергоринок» перед ТЕЦ за відпущену в ОРЕ електричну енергію. Рівень оплати відпущеної ТЕЦ у 2017 році електричної енергії ДП «Енергоринок» становить 98 %.

Динаміку виконання інвестиційних програм ТЕЦ наведено в додатку 2.3.1.

### *Виробники електроенергії на об'єктах електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії (ВДЕ)*



Законом України «Про електроенергетику» та Законом України «Про альтернативні джерела енергії» (зі змінами, внесеними Законом України «Про ринок електричної енергії») передбачено механізм стимулювання розвитку виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії шляхом встановлення «зеленого» тарифу.

Запроваджений механізм стимулювання розвитку виробництва електричної енергії з ВДЕ дав суттєвий поштовх розвитку цього виду генерації в Україні. Починаючи з 2011 року, щороку спостерігається суттєве збільшення кількості суб'єктів господарювання, що

подають заяви на встановлення «зеленого» тарифу, кількості об'єктів, що виробляють електричну енергію з ВДЕ, та, відповідно, встановленої потужності таких виробників (рис. 2.3.10).

У 2017 році НКРЕКП встановила «зелений» тариф для 88 нових об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії.

Загальна встановлена потужність об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, яким встановлено «зелений» тариф, у порівнянні з 2016 роком збільшилась на 257,01 МВт (з яких ВЕС – 27,35 МВт, СЕС – 211,01 МВт, біомаса/біогаз – 14,07 МВт, мікро-, міні- та малі гідроелектростанції – 4,57 МВт) та становить 1 374,7 МВт.

Виробництво електричної енергії за 2017 рік об'єктами електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, порівняно з 2016 роком збільшилось на 320,6 млн кВт-год, або на 18 % та становить 2095,6 млн кВт-год (що складає 1,47 % від загального обсягу виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України).

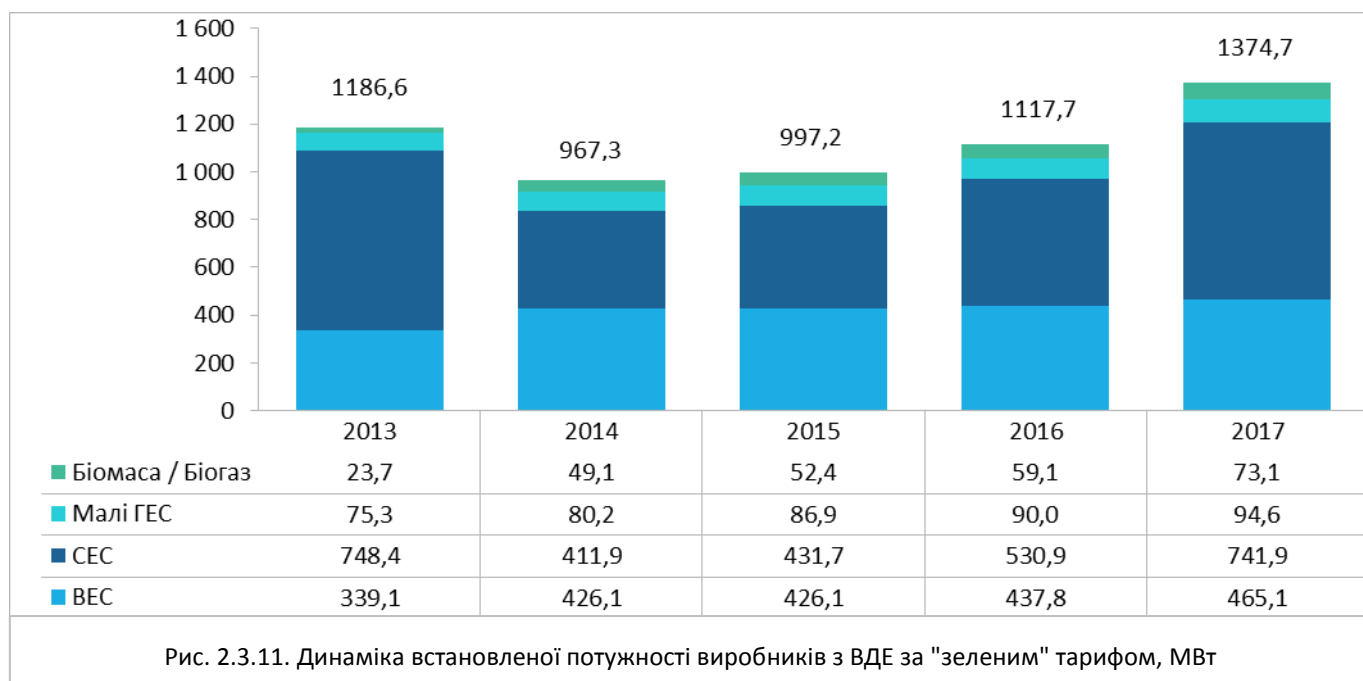
Будівництво та введення в експлуатацію в 2017 році нових об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, дало змогу збільшити зайнятість у секторі на 320 робочих місць. Станом на 01.01.2018 у секторі енергетики, пов'язаному з виробництвом електричної енергії з альтернативних джерел енергії, зайнято 2 164 робітники.

З метою залучення додаткових інвестицій у сферу альтернативної електроенергетики НКРЕКП розроблено інформаційну брошуру, що містить ключову інформацію для інвесторів у «зелену» енергетику. Також для залучення інвесторів до проектів будівництва значної потужності 14 вересня 2017 року НКРЕКП було затверджено bankable PPA (договір купівлі-продажу), розроблений спільно з EBRD та IFC (постанова НКРЕКП від 14.09.2017 № 1118), який був доопрацьований у частині вдосконалення процедури вирішення спорів та впровадження механізму захисту інвестицій. У подальшому НКРЕКП планує здійснити ряд кроків, спрямованих на реалізацію концепції підтримки виробників електричної енергії з альтернативних джерел енергії у вигляді запровадження аукціонів.

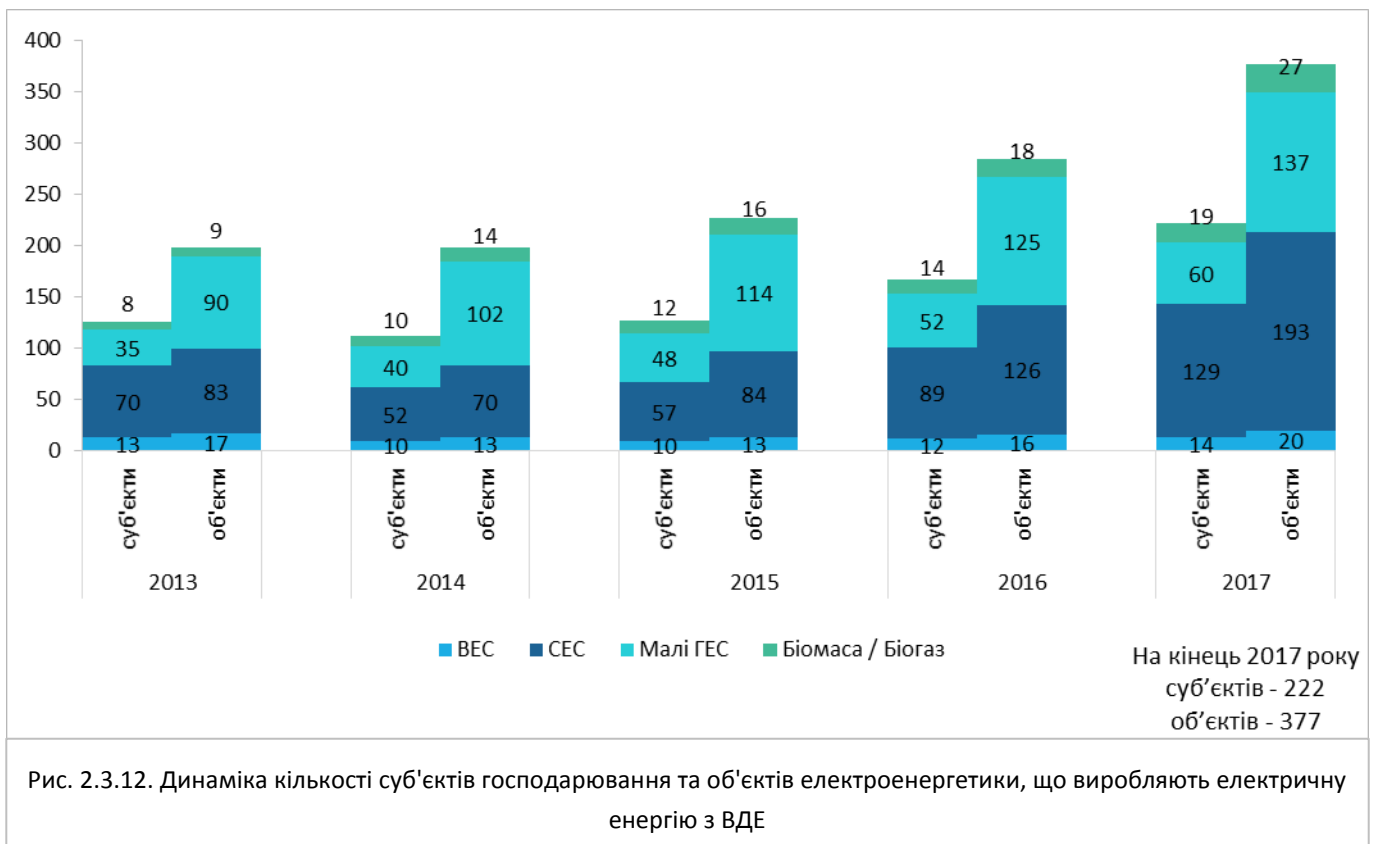
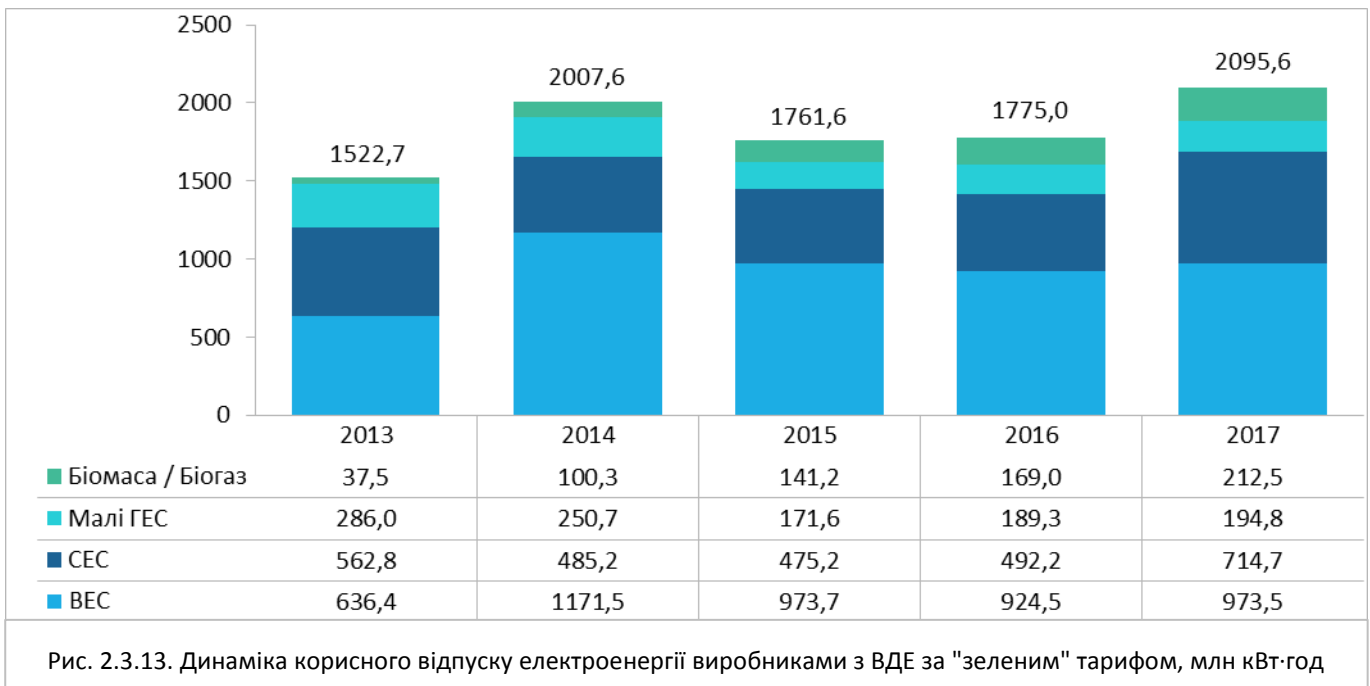
Загальна частка використання ВДЕ у виробництві електричної енергії також зростає завдяки залученню приватних домогосподарств. На сьогодні відносини між побутовими споживачами, які скористались своїм правом та встановили у власних приватних домогосподарствах генеруючі установки, що виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії, та електропостачальниками регулюються Порядком продажу, обліку та розрахунків за електричну енергію, що вироблена з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики (генеруючими установками) приватних домогосподарств<sup>36</sup>.

За 2017 рік кількість домогосподарств, що встановили сонячні панелі, збільшилась у 2,7 раза порівняно з 2016 роком, а саме – з 1109 до 3010 домогосподарств. Загальна встановлена потужність сонячних панелей приватних домогосподарств зросла у 3 рази: з 16,7 МВт станом на кінець 2016 року до 51 МВт наприкінці 2017 року.

Динаміка встановленої потужності, корисного відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ за «зеленим» тарифом та кількості таких суб'єктів зображена на рис. 2.3.11, рис. 2.3.12, рис. 2.3.13, рис. 2.3.14.



<sup>36</sup> Постанова НКРЕ від 27.02.2014 №170.



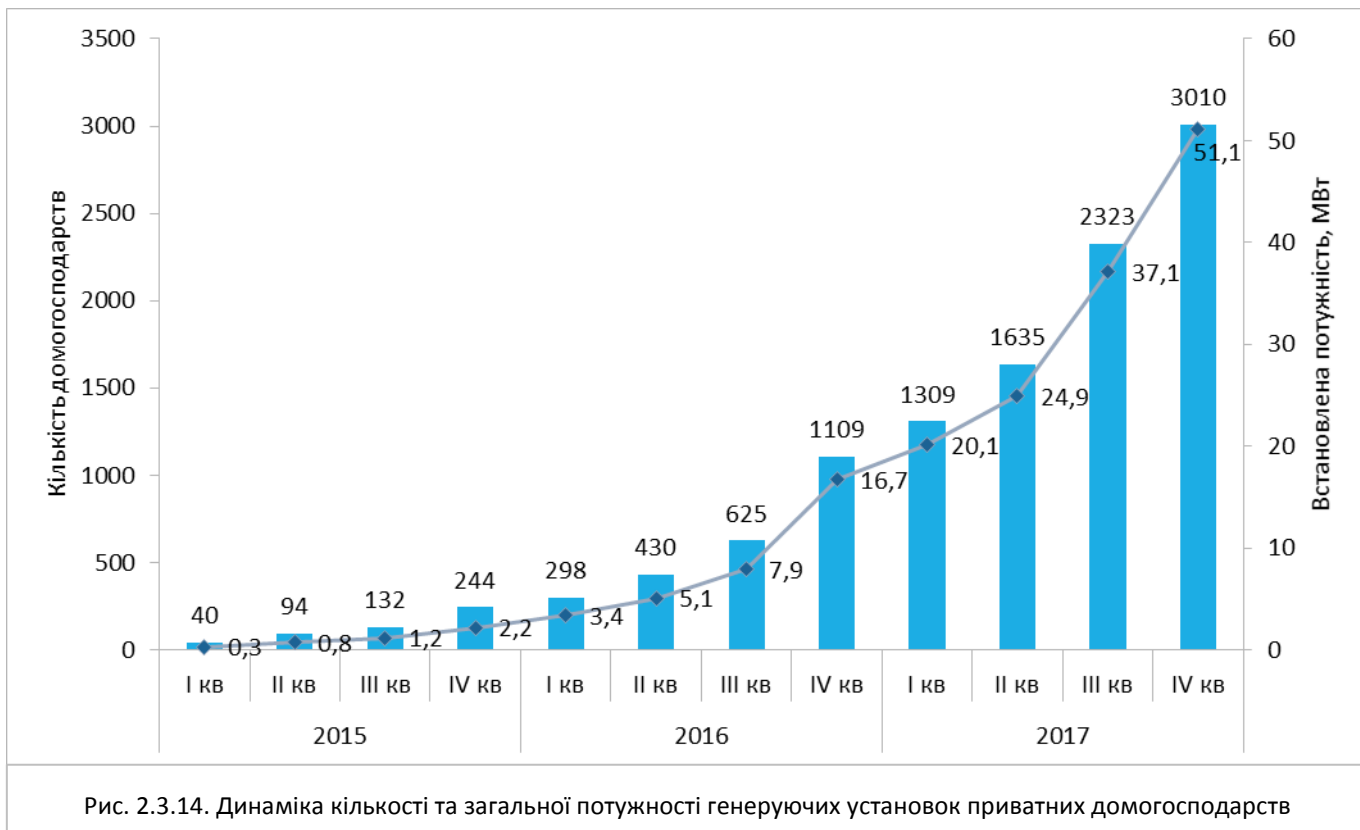


Рис. 2.3.14. Динаміка кількості та загальної потужності генеруючих установок приватних домогосподарств

## 2.3.2. Оптовий ринок електричної енергії

### *Загальна інформація про Оптовий ринок електроенергії*

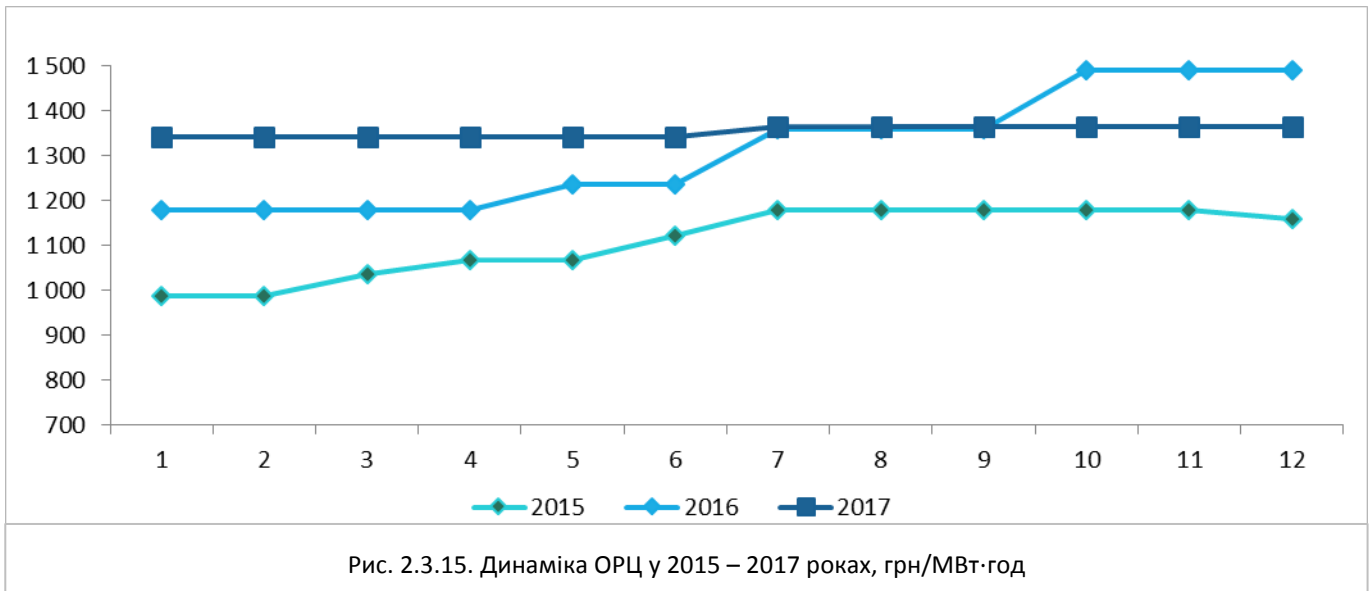
Діюча модель ОРЕ запроваджена з 1996 року. Згідно з Законом України «Про електроенергетику» ОРЕ України функціонує на підставі Договору між членами ОРЕ (ДЧОРЕ), сторонами якого є виробники, постачальники електричної енергії, оптовий постачальник електроенергії (ДП «Енергоринок»), а також підприємство, що здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та передачу електроенергії (ДП «НЕК «Укренерго»). Невід'ємною частиною ДЧОРЕ є Правила оптового ринку електричної енергії України (Правила ОРЕ), які визначають механізм функціонування ОРЕ, порядок розподілу навантажень між генеруючими джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію тощо. ДЧОРЕ погоджується з Міненерговугілля, НКРЕКП та Антимонопольним комітетом України і визначає умови діяльності, права, обов'язки та відповідальність сторін, що працюють в ОРЕ.

Відповідно до законодавства всі виробники продають, а всі постачальники купують електричну енергію на ОРЕ (модель «єдиного покупця»). Усі виробники та постачальники електричної енергії мають рівноправний доступ до ОРЕ та послуг з передачі енергії електричними мережами, укладають договори купівлі-продажу електричної енергії з ДП «Енергоринок», який виконує функції оптового постачальника електричної енергії на підставі відповідної ліцензії.

НКРЕКП у межах своїх повноважень регулює ціноутворення, умови конкуренції між виробниками електричної енергії, а також між постачальниками електричної енергії, алгоритм оптового ринку електричної енергії. Також НКРЕКП погоджує або схвалює рішення Ради ОРЕ, зокрема щодо платіжно-розрахункових відносин (залучення кредитних коштів для розрахунків ГК ТЕС за куповане вугілля тощо), внесення змін і доповнень до ДЧОРЕ, додатків до нього, зокрема Правил ОРЕ.

## Оптова ринкова ціна

Відповідно до Правил ОРЕ ОРЦ визначається як середньозважена величина вартості закупівлі електричної енергії від усіх виробників, що продають електричну енергію в ОРЕ з урахуванням тарифу на передачу, витрат на забезпечення функціонування ОРЕ та додаткових загальнодержавних витрат (збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на теплову та електричну енергію, компенсація пільгових тарифів для деяких категорій споживачів, у першу чергу побутових споживачів тощо).



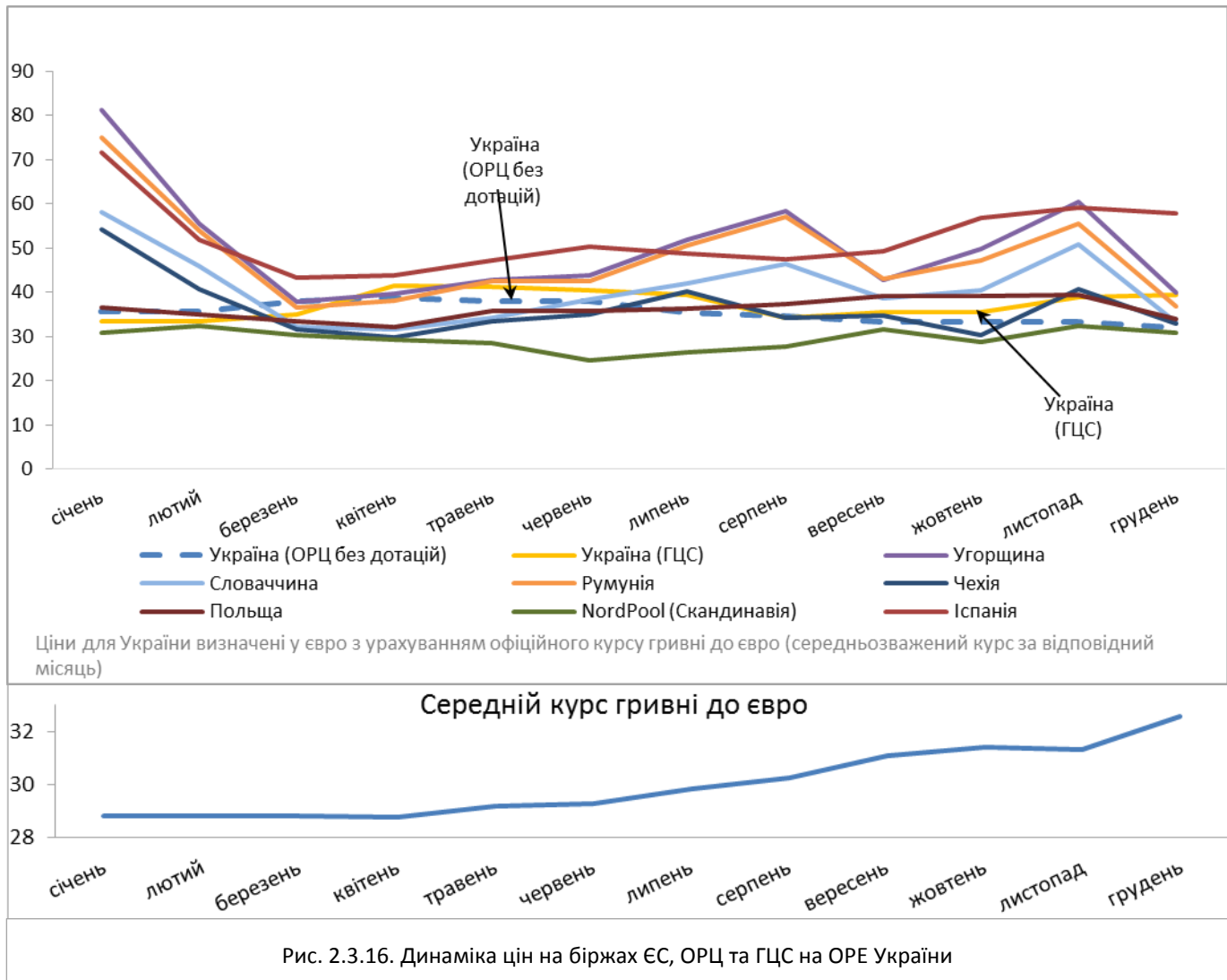
Динаміка прогнозованої ОРЦ у 2015 – 2017 роках зазначена на рис. 2.3.15.

У 2017 році відбулось зростання фактичної ОРЦ продажу електроенергії з ОРЕ з 1 315,03 грн/МВт·год у 2016 році до 1 353,27 грн/МВт·год у 2017 році (на 2,9 %). Відповідно відбулись зміни і у структурі ОРЦ (див. рис. 2.3.17 та додаток 2.3.5).

Динаміка цін на біржах ЄС, ОРЦ та граничної ціни системи на ОРЕ України зазначена на рис. 2.3.16.

Динаміка основних складових балансу електричної енергії на ОРЕ за 2011 – 2017 роки відображена в додатках 2.3.6, 2.3.7.

Відповідно до Порядку формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 03 березня 2016 року № 289, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 23 березня 2016 року за № 428/28558, НКРЕКП не пізніше ніж за 10 днів до початку планового періоду затверджує прогнозовану оптову ринкову ціну на розрахунковий рік (поквартально) та не пізніше ніж за 10 днів до початку планового періоду доводить її до відома енергопостачальників та оптового постачальника електричної енергії.



На виконання положень Порядку формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії НКРЕКП, ураховуючи звернення Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, Ради Оптового ринку електричної енергії України та державного підприємства «Енергоринок» щодо надзвичайної важливості затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на 2018 рік до 01 січня 2018 року, оскільки відсутність затвердженої прогнозованої оптової ринкової ціни може призвести до неможливості виконання державним підприємством «Енергоринок» функцій Розпорядника системи розрахунків та Розпорядника коштів ОРЕ, у тому числі розрахунку з виробниками електричної енергії, що в свою чергу може призвести до неможливості розрахунків останніх за паливо, проведення ремонтних робіт, здійснення виплат заробітної плати працівникам підприємств, виконання державними компаніями своїх зобов'язань за міжнародними кредитами, особливо під час проходження осінньо-зимового періоду 2017 – 2018 років, повторно, після відновлення з 27 грудня 2017 року кворуму для прийняття рішень, включила до порядку денного засідання НКРЕКП у формі відкритого слухання 28 грудня 2017 року питання щодо затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на 2018 рік та розмістила на офіційному веб-сайті НКРЕКП проект рішення, обґрунтування до нього та деталізацію ключових параметрів на 2018 рік<sup>37</sup>.

<sup>37</sup> [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy\\_zasidan/2017/gruden/28.12.2017/p30\\_28-12-17.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy_zasidan/2017/gruden/28.12.2017/p30_28-12-17.pdf).



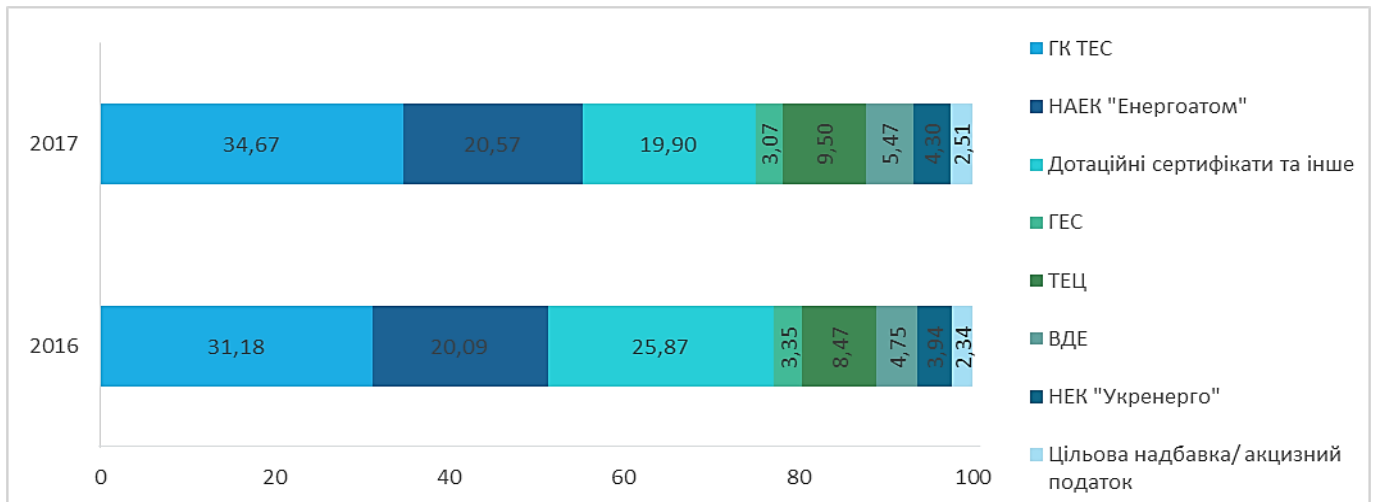
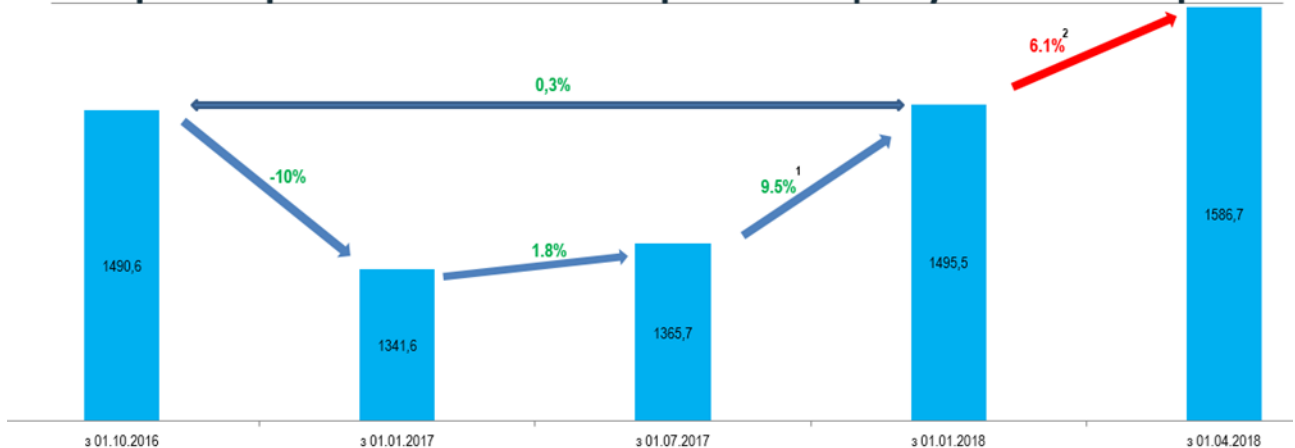


Рис. 2.3.17. Динаміка складових ОРЦ за 2016 – 2017 роки, %

За результатами розгляду питання щодо затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на 2018 рік на засіданні НКРЕКП у формі відкритого слухання 28 грудня 2017 року було прийнято рішення щодо затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії на 2018 рік (постанова НКРЕКП від 28.12.2017 № 1513 «Про затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на 2018 рік»).

### Зміна рівня прогнозованої оптово-ринкової ціни у 2016 – 2018 роках



Примітка:

(1) не перевищує рівень прогнозного індексу цін виробників промислової продукції на 2018 рік, визначеного Постановою Кабінету Міністрів України від 31 травня 2017 року № 411 «Про схвалення Прогнозу економічного і соціального розвитку України на 2018—2019 роки»

(2) у разі зміни показників, що використовувались при розрахунку прогнозованої оптової ринкової ціни, НКРЕКП відповідно до положень Порядку формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії здійснить її перегляд з 01.04.2018 із урахуванням фактичних показників за 2017 рік

Ключовими факторами, що призводять до зростання прогнозованої оптової ринкової ціни у 2018 році, є:

- зміна вартості палива на міжнародних ринках;
- зміна офіційного курсу валют;
- інфляція цін виробників промислової продукції;
- зміна структури балансу виробництва електричної енергії в об'єднаній енергетичній системі України;
- зміна вартості виробництва електричної енергії по виробниках електроенергії.

Додатково слід зазначити, що НКРЕКП, ураховуючи практику європейських регуляторів у частині інформування споживачів про ключові чинники зміни вартості енергетичних

послуг/цін/тарифів, послідовно здійснювала серію публікацій матеріалів, спрямованих на інформування споживачів щодо зміни вартості електричної енергії та ключових чинників таких змін, які знаходяться поза межами компетенції НКРЕКП, але суттєво впливають на рівень тарифів:

- Попередній аналіз балансу ОЕС України на 2018 рік. Ключові фактори тарифів поза компетенцією НКРЕКП<sup>38</sup>;
- Ключові чинники зміни вартості електричної енергії<sup>39</sup>;
- Деталізація ключових чинників зміни вартості електричної енергії<sup>40</sup>.

## Розрахунки на ОРЕ

Розрахунки на ОРЕ відповідно до Закону України «Про електроенергетику» здійснюються через систему поточних рахунків зі спеціальним режимом використання постачальників за регульованим тарифом (ПРТ) та оптового постачальника електроенергії, відкритих в установах уповноваженого банку (з 2006 року – АТ «Ощадбанк»). Алгоритм розподілу коштів згідно з нормами Закону України «Про електроенергетику» затверджується НКРЕКП і реалізується установами уповноваженого банку ОРЕ. НКРЕКП розраховує зазначений алгоритм – порядок розподілу уповноваженим банком коштів з поточних рахунків зі спеціальним режимом використання згідно з методологічними принципами Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки ПРТ та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕ від 13.06.2013 № 700 (далі – Порядок).

У 2017 році НКРЕКП відповідно до Порядку з метою збільшення надходження коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника для розрахунків з виробниками електроенергії застосовувала до нормативів відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом коригуючі коефіцієнти, спрямовані на покращення рівня розрахунків за куповану в оптового постачальника електричну енергію, а також на зменшення рівня витрат електричної енергії в мережах під час її розподілу, також застосовувала додаткове зменшення нормативів відрахувань коштів на поточні рахунки деяких енергопостачальників, у тому числі до нульового рівня, у зв'язку із неналежним виконанням фінансових зобов'язань перед ДП «Енергоринок» за електричну енергію, куповану протягом 2015–2017 років. У результаті вжитих НКРЕКП заходів ДП «Енергоринок» здійснено розрахунок з виробниками електричної енергії за відпущену ними в лютому, березні та червні-грудні 2017 року електричну енергію на 100 %.

У 2017 році із загального обсягу коштів, що надходили на рахунок оптового постачальника, перераховувалися кошти, необхідні для реалізації окремих рішень КМУ та постанов НКРЕ (НКРЕКП), у тому числі з метою погашення заборгованості минулих періодів.

З решти коштів першочергово здійснювались перерахування на поточний рахунок ДП «Енергоринок» для відшкодування витрат у межах кошторису ДП «Енергоринок».

Залишок коштів розподілявся між:

- виробниками електричної енергії ТЕС, ГЕС, АЕС та ДП «НЕК «Укренерго» (крім виробників електричної енергії, що провадять діяльність на неконтрольованій території, визначених Міненерговугілля, відповідно до постанови КМУ від 07.05.2015 № 263) пропорційно до розрахункового обсягу товарної продукції, нарахованого нарастаючим підсумком з початку місяця;

<sup>38</sup> <https://www.slideshare.net/NKREKP/2018-80396431>;

<sup>39</sup> <http://www.nerc.gov.ua/?news=6925>;

<sup>40</sup> <https://www.slideshare.net/NKREKP/ss-82091581>.

- іншими виробниками електричної енергії (крім виробників електричної енергії, що провадять діяльність на неконтрольованій території, визначених Міненерговугілля, відповідно до постанови КМУ від 07.05.2015 № 263) відповідно до їх фактичної товарної продукції попереднього розрахункового дня.

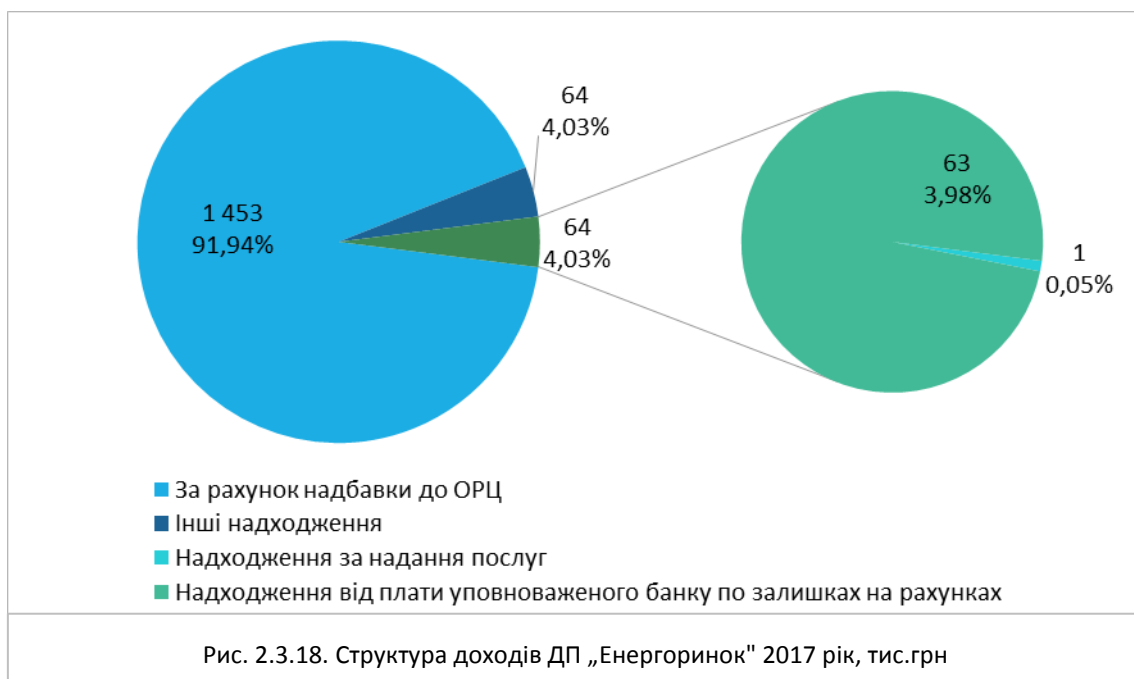
Крім того, окремі алгоритми перерахунку коштів установлювалися на виконання рішень КМУ, а також погоджених НКРЕКП рішень Ради ОРЕ.

З метою забезпечення сталого проходження осінньо-зимового періоду 2017 – 2018 років та проведення енергогенеруючими компаніями ТЕС та ТЕЦ розрахунків за паливо НКРЕКП погоджувала рішення Ради ОРЕ України щодо надання компаніям ТЕС та ТЕЦ авансових платежів за рахунок кредитних коштів (у межах кредитного портфеля в розмірі 3,4 млрд грн), залучених ДП «Енергоринок».

Оплата послуг з передачі електричної енергії за 2017 рік ДП «НЕК «Укренерго» була на рівні 97,3 %.

### Оптовий постачальник електричної енергії

Діяльність Державного підприємства «Енергоринок», утвореного КМУ<sup>41</sup>, регламентується Законом України «Про електроенергетику», ДЧОРЕ, Умовами та Правилами<sup>42</sup> здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електроенергії та його Статутом<sup>43</sup>.



ДП «Енергоринок» виконує функції Розпорядника системи розрахунків та Розпорядника коштів Оптового ринку, забезпечує функціонування ОРЕ України. Статутом ДП «Енергоринок» отримання прибутку не передбачено. Фінансування діяльності ДП «Енергоринок» здійснюється в межах кошторису на оптове постачання електричної енергії, що затверджується НКРЕКП, і є складовою частиною оптової ринкової ціни. Кошторис установлюється таким чином, щоб забезпечити ліцензіату достатні надходження коштів для відшкодування його обґрунтованих витрат, пов'язаних з ліцензованою діяльністю, витрат на розвиток Оптового ринку електричної енергії та стимулювати ліцензіата до скорочення витрат.

<sup>41</sup> Постанова КМУ від 05.05.2000 № 755;

<sup>42</sup> Постанова НКРЕ від 16 грудня 1996 року № 256, зареєстрована в Міністерстві юстиції 30 грудня 1996 року за № 759/1784;

<sup>43</sup> Постанова КМУ від 05.06.2000 № 922.



На основі наданих ДП «Енергоринок» матеріалів щодо обґрунтування статей проекту кошторису і аналізу фактичних доходів та видатків за 2016 рік НКРЕКП затвердила кошторис ДП «Енергоринок» на 2017 рік (постанова НКРЕКП від 09.12.2016 № 2153 зі змінами) на загальну суму 1 516,87 млн грн (статті доходів та видатків зображено на рис. 2.3.18, рис. 2.3.19).

### Продаж в ОРЕ

Загальний обсяг проданої виробниками електроенергії в ОРЕ за 2017 рік склав 142 224,8 млн кВт-год, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (80 502,1 млн кВт-год), 5 генеруючими компаніями теплових електростанцій (40 526,1 млн кВт-год), ПрАТ «Укргідроенерго» (9 806,0 млн кВт-год), 26 підприємствами теплоелектроцентралей (9 285,7 млн кВт-год) та 192 підприємствами, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел (2 104,9 млн кВт-год) (рис. 2.3.20 та додаток 2.3.8).

Найбільшу частку ринку за обсягами продажу електроенергії в ОРЕ у 2017 році мало ДП «НАЕК «Енергоатом» (у порівнянні з 2016 роком його частка збільшилась на 2,7 %). Частка трьох найбільших виробників за обсягами відпуску в ОРЕ складала 74,04 % (див. рис. 2.3.21), що на 2,4 в. п. більше ніж у 2016 році; кількість основних виробників (частка обсягу відпуску яких дорівнює або більша 5 %) дорівнює 5.

Вартість електроенергії, проданої всіма українськими виробниками в ОРЕ, за 2017 рік становила 164,01 млрд грн (з ПДВ).

Обсяги продажу ГК ТЕС та середньозважена гранична ціна системи у 2017 році зазначені на рис. 2.3.22.

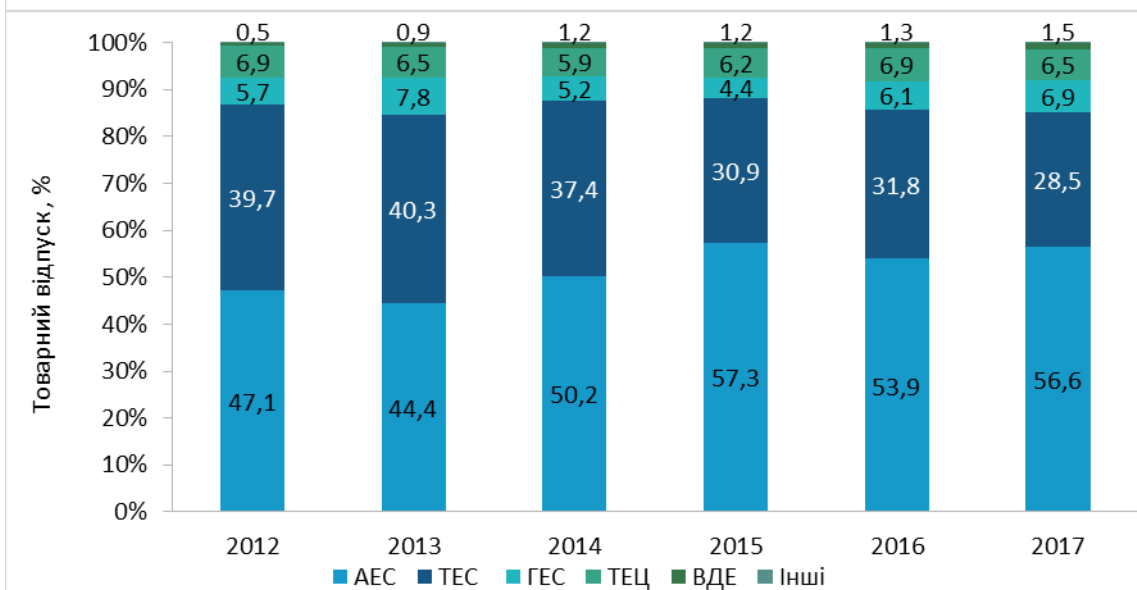
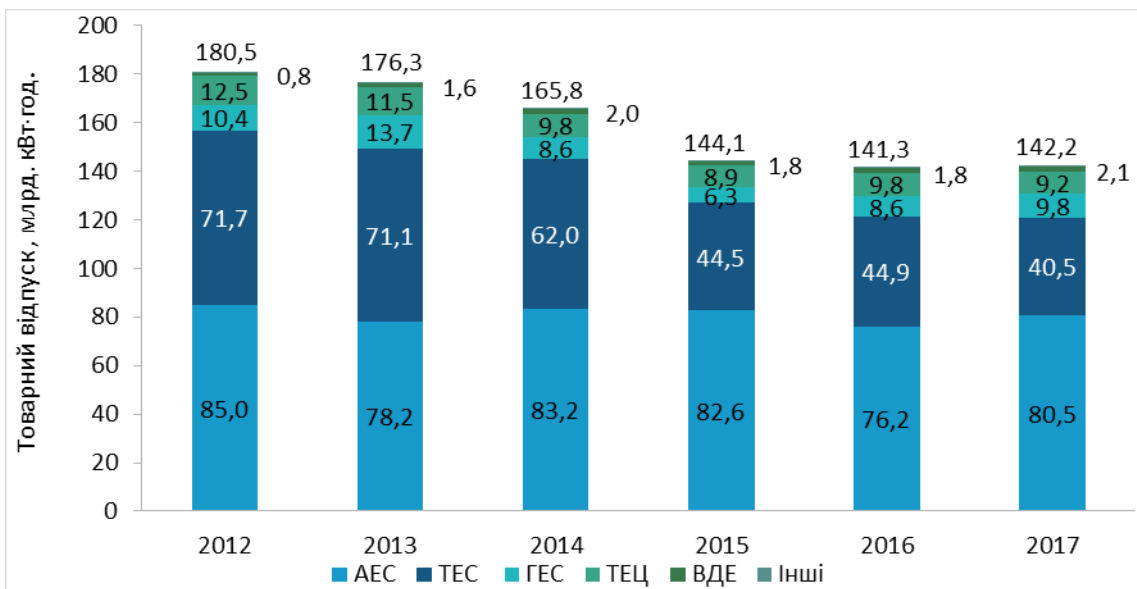


Рис. 2.3.20. Обсяги відпуску електроенергії в ОРЕ у 2012 – 2017 роках

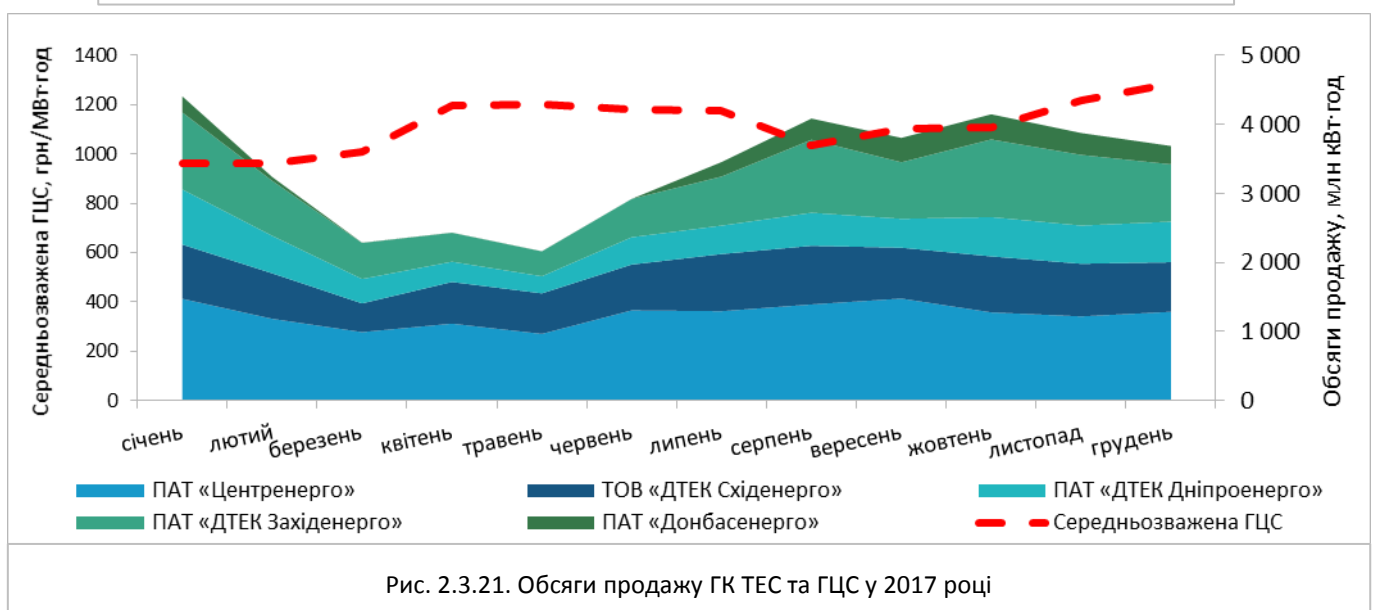
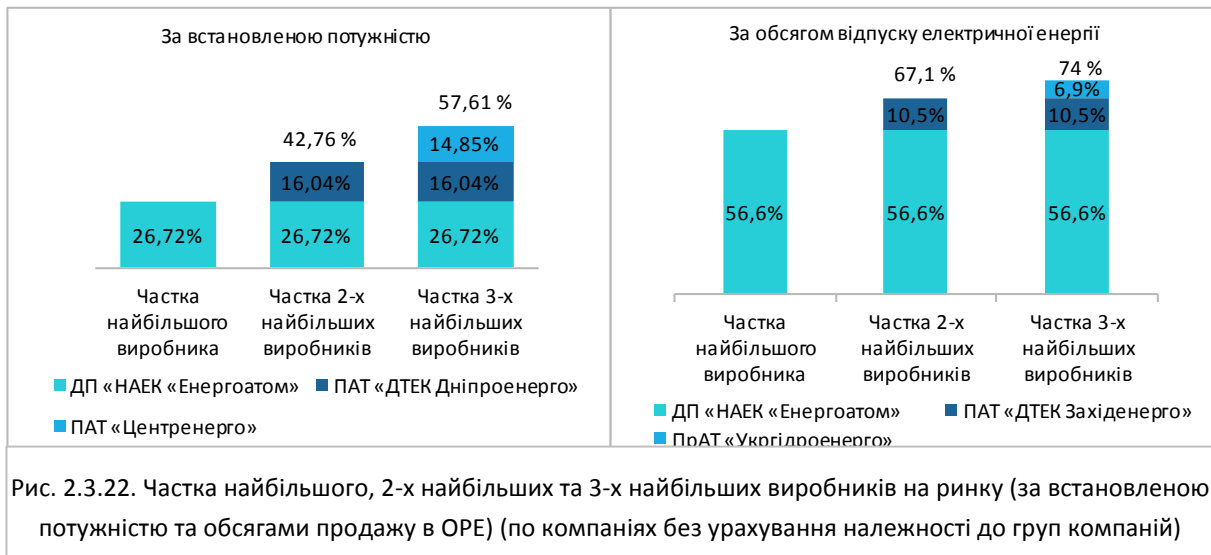


Рис. 2.3.21. Обсяги продажу ГК ТЕС та ГЭС у 2017 році

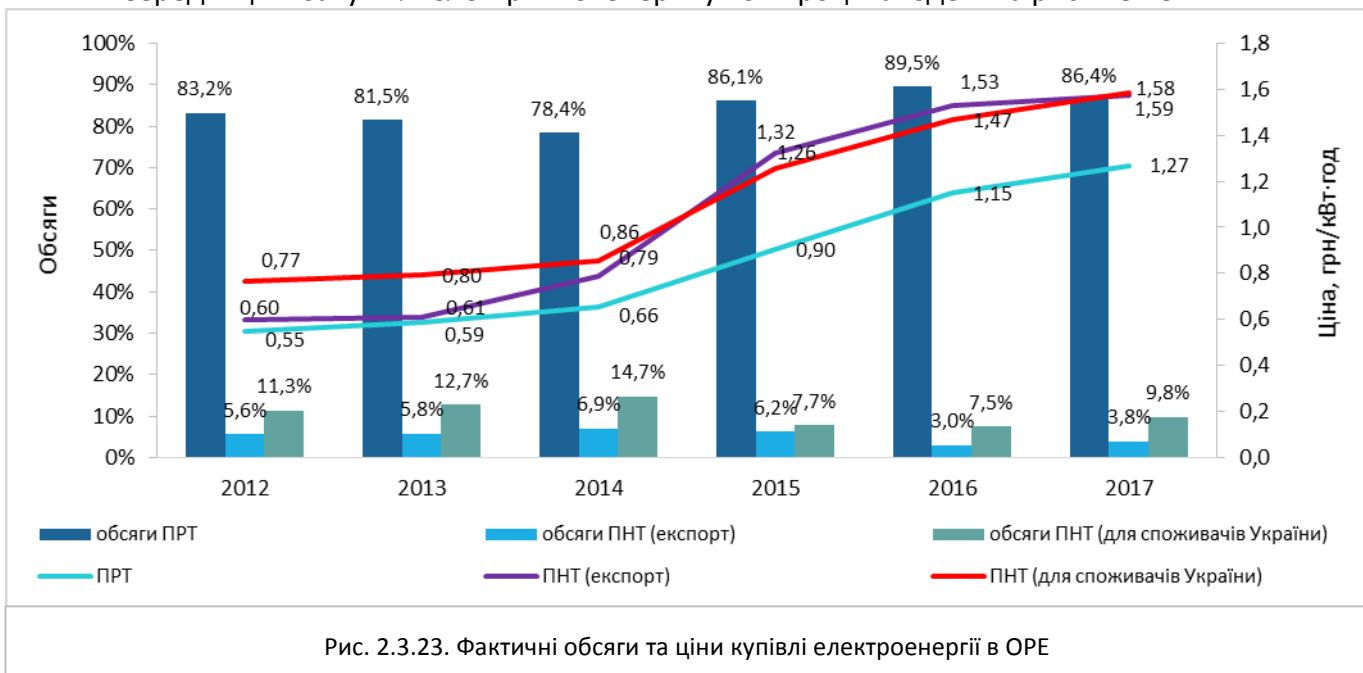


### Купівля з ОРЕ

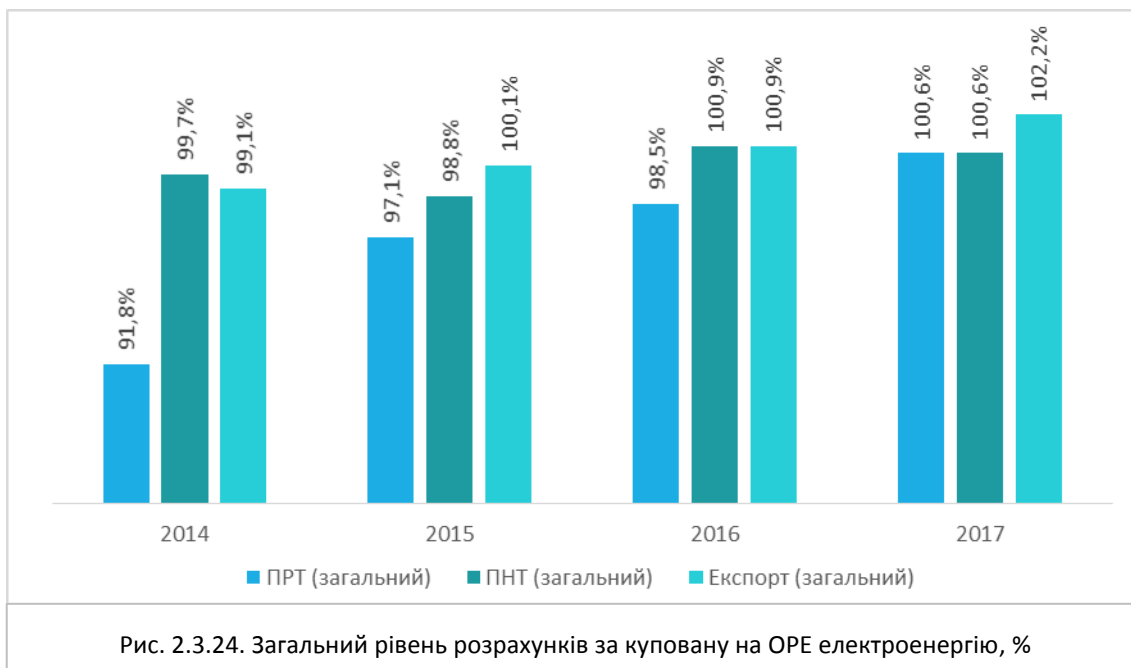
У 2017 році закупівля електропостачальниками електричної енергії на ОРЕ і для експорту становила 138,4 млрд кВт·год (додатки 2.3.9, 2.3.10).

Загалом у 2017 році обсяг купівлі електричної енергії збільшився на 0,58 % порівняно з 2016 роком. При цьому вартість купленої з ОРЕ електричної енергії у 2017 році збільшилась на 11,59 % порівняно з 2016 роком.

Середні ціни закупівлі електричної енергії у 2017 році наведені на рис. 2.3.23.



Загальна вартість електроенергії, купованої електропостачальниками на ОРЕ, склала 181,06 млрд грн (з ПДВ). При цьому в рахунок оплати за електричну енергію, куповану на ОРЕ за 2017 рік, надійшло всього 177,8 млрд грн. Загальний рівень розрахунків усіх енергопостачальників по Україні за куповану електроенергію становив 100,1 % від вартості товарної продукції. Рівень загальної оплати ПРТ у 2017 році становив 100,6 % (з урахуванням погашення заборгованості минулих періодів), що на 2,13 в. п. більше порівняно з 2016 роком, завдяки завчасно вжитим НКРЕКП заходам регуляторного впливу. Повну поточну оплату за електроенергію, куповану на ОРЕ за 2017 рік, забезпечили 25 постачальників електричної енергії за регульованим тарифом із 33 (рис. 2.3.24).



Відсоток поточної оплати електроенергії поточного періоду з урахуванням доплат за 14 діб наступного періоду енергопостачальними компаніями загалом по Україні за 2017 рік становив 98,2 % (додаток 2.3.11).

Так, у 2017 році величина загального рівня розрахунків в OPE збільшилась на 2,1 в. п. порівняно з 2016 роком, а величина поточної оплати поточного періоду з урахуванням доплат за 14 діб наступного періоду збільшилась на 1,4 в. п. порівняно з 2016 роком.

Найбільший приріст заборгованості за куповану на OPE електричну енергію за 2017 рік мали:

- ДП «Регіональні електричні мережі» – 1 305,2 млн грн;
- ПрАТ «ДТЕК ПЕМ – Енерговугілля» – 671,1 млн грн.

Основними причинами збільшення заборгованості енергопостачальних компаній є недоплата за спожиту електричну енергію підприємствами вугільної промисловості (1 439,1 млн грн) та підприємствами металургійної галузі (733,6 млн грн).

### 2.3.3. Роздрібний ринок

#### *Загальна інформація про роздрібний ринок електроенергії*

Упродовж 2017 року на роздрібному ринку діяльність з постачання електричної енергії здійснювали 126 електропостачальників (32 постачальники за регульованим тарифом та 94 постачальники, що здійснюють постачання на конкурентних засадах).

Частка трьох найбільших електропостачальників за обсягом постачання всім категоріям споживачів (рис. 2.3.25) складала 31,97 % від загального обсягу (компанія 1 – ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» – 18,24 %, компанія 2 – ПАТ «Київенерго» – 7,56 %, компанія 3 – ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» – 6,18 %); за обсягом постачання побутовим споживачам – 27,27 % (компанія 1 – ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» – 9,91 %, компанія 2 – ПАТ «Київенерго» – 9,13 %, компанія 3 – ПАТ «Одесаобленерго» – 8,24 %); за обсягом постачання непобутовим споживачам – 37,58 % (компанія 1 – ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» – 21,85 %, компанія 2 – ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» – 8,86 %, компанія 3 – ПАТ «Київенерго» – 6,87 %).

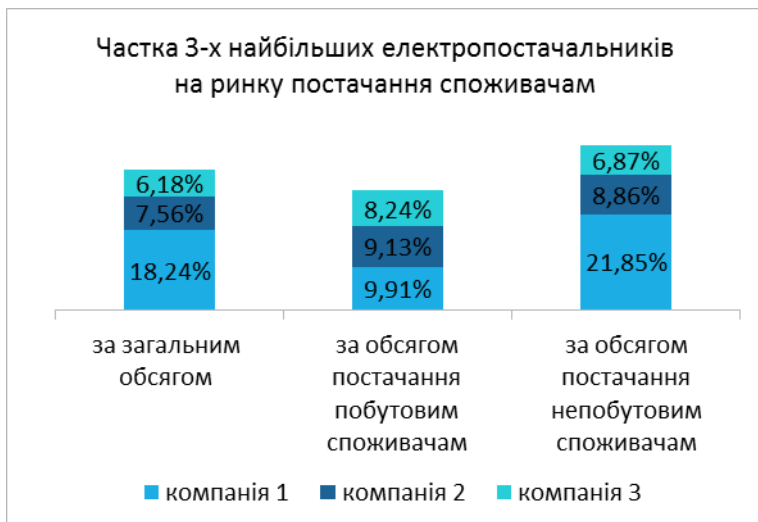


Рис. 2.3.25. Структура постачання споживачам (непобутовим, побутовим) за обсягами (за компаніями без урахування належності до груп компаній), %



Рис. 2.3.26. Частка трьох найбільших постачальників, що здійснюють постачання на конкурентних засадах, %

Електрична енергія для постачання споживачам придбається електропостачальниками на ОРЕ (а також у невеликих виробників, які не мають зобов'язання продавати електричну енергію в ОРЕ).

Електропостачальники (крім постачальників за регульованим тарифом) здійснюють постачання електричної енергії непобутовим споживачам на конкурентних засадах за договірними цінами (частки трьох найбільших таких електропостачальників зазначені на рис. 2.3.26). У 2017 році середньомісячна кількість споживачів таких електропостачальників склала 1 087, що на 185 споживачів менше порівняно з 2016 роком. Такі електропостачальники можуть здійснювати постачання електричної енергії споживачам на всій території України (на відміну від постачальників за регульованим тарифом, які здійснюють свою ліцензовану діяльність на закріпленій території), проте найбільша їх кількість у 2017 році залишається на ліцензованій території АК «Харківобленерго» (у середньому близько 24 електропостачальників та більше ніж 673 їх споживачі).

У 2017 році НКРЕКП здійснювала моніторинг діяльності електропостачальників, що здійснюють постачання електричної енергії на

конкурентних засадах, на ОРЕ в частині дотримання нормативно-правової бази, своєчасності та повноти оплати купованої ними електроенергії на ОРЕ, розглядала звернення таких електропостачальників щодо перешкод з боку розподільчих компаній у частині доступу до електричних мереж та в межах компетенції вживала відповідних заходів регулювання.

Відносини між споживачами та електропостачальниками на роздрібному ринку врегульовуються Правилами користування електричною енергією для населення<sup>44</sup> та Правилами користування електричною енергією<sup>45</sup>, які встановлюють порядок укладення договорів, порядок розрахунків за спожиту електричну енергію, встановлення або заміни засобів обліку електричної енергії, визначають підстави припинення електропостачання електроустановок споживача, визначають права та обов'язки сторін договорів.

У 2017 році НКРЕКП було розроблено та затверджено зміни<sup>46</sup> до Правил користування електричною енергією з метою врегулювання проблемних питань, виявлених за результатами отриманих НКРЕКП звернень, щодо впровадження попередньої оплати електричної енергії для

<sup>44</sup> Постанова КМУ від 26.07.1999 № 1357;

<sup>45</sup> Постанова НКРЕ від 31.07.1996 № 28;

<sup>46</sup> Постанова НКРЕКП від 06.04.2017 № 492;



певних груп споживачів, які в силу чинників економічного або юридичного характеру не керують власними фінансовими потоками (підприємства житлово-комунального господарства та підприємства, які надають послуги щодо забезпечення комунально-побутових потреб населення, у межах наданих населенню послуг, установи та організації, які фінансуються з державного та/або місцевого бюджету та/або які утримуються за рахунок коштів (внесків) населення).

### *Ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії*

На роздрібному ринку НКРЕКП встановлює тарифи на електричну енергію для населення та здійснює моніторинг роздрібних тарифів на електричну енергію (для всіх споживачів, крім населення).

До 2017 року на території України діяли єдині роздрібні тарифи на електроенергію, які визначались як середньозважена величина роздрібних тарифів, розрахованих енергопостачальними компаніями. З січня 2017 року розпочався поступовий відхід від застосування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію та перехід до ринкового формування роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів<sup>47</sup>.

З 01.05.2017 ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом формують роздрібні тарифи на електричну енергію згідно з нормативно-правовими актами НКРЕКП і самостійно доводять їх до відома споживачів (без затвердження постановами НКРЕКП)<sup>48</sup>. Контроль за відповідністю нормативно-правовим актам розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, здійснюється НКРЕКП.

НКРЕКП було удосконалено нормативну базу, яка передбачає відхід від економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електричної енергії та перехід до прогнозованих (фактичних) технологічних витрат та, відповідно, їх урахування при формуванні електропостачальниками роздрібних тарифів на електричну енергію. Крім того, змінено розрахунковий період середньої закупівельної ціни на електричну енергію та роздрібних тарифів на електричну енергію з місячного на кварталний, що дозволить залишати роздрібні тарифи незмінними протягом тривалішого періоду та матиме позитивний ефект для споживачів у частині прогнозованості витрат на електроенергію<sup>49</sup>.

НКРЕКП, ураховуючи численні звернення ОСББ, садових товариств, ЖБК, ЖБТ тощо стосовно неможливості розрахунків за електричну енергію, яка споживається на технічні цілі, за тарифами, диференційованими за періодами часу, передбачила для споживачів електричної енергії (крім населення) за умови наявності окремого обліку споживання електричної енергії за періодами часу можливість здійснювати розрахунок за спожитою електричною енергією за тарифами, диференційованими за періодами часу<sup>50</sup>, із застосуванням тарифних коефіцієнтів (визначені постановою НКРЕ від 20.12.2001 № 1241). Крім того, з метою оптимізації тарифних коефіцієнтів було змінено денний тарифний коефіцієнт для двозонних тарифів, диференційованих за періодами часу, із 1,8 до 1,35.

<sup>47</sup> Відповідно до постанови НКРЕКП від 13 червня 2016 року № 1129 «Про затвердження Порядку ринкового формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам», зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 31 серпня 2016 року за № 1199/29329;

<sup>48</sup> Відповідно до постанови НКРЕКП від 24 квітня 2017 року № 538 «Про ринкове формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України»;

<sup>49</sup> Зазначені зміни передбачені такими постановами НКРЕКП від 27.12.2017, що набудуть чинності з 01.04.2018: № 1424 «Про внесення змін до Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії»; № 1417 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 19 листопада 2015 року № 2810»; № 1418 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 13 квітня 2017 року № 512».

<sup>50</sup> Постанова НКРЕКП від 13.06.2017 № 763 «Про внесення змін до постанови Національної комісії регулювання електроенергетики України від 20 грудня 2001 року № 1241».

Середній роздрібний тариф на електроенергію у 2017 році за структурою складався з ОРЦ на електроенергію (83,6 %), тарифу на розподіл електричної енергії (8,3 %) і тарифу на постачання електричної енергії (0,5 %). Крім того, роздрібний тариф ураховував відшкодування вартості



технологічних витрат електроенергії в мережах при її транспортуванні та інші фактори (7,6 %) (див. рис. 2.3.27).

Середньозважені роздрібні тарифи на електричну енергію у 2017 році становили:

на 1 класі напруги – 143,60 коп./кВт·год порівняно з 138,72 коп./кВт·год у 2016 році (зростання на 3,5 %);

на 2 класі напруги – 182,54 коп./кВт·год порівняно з 175,89 коп./кВт·год у 2016 році (зростання на 3,8 %).

Зростання середньозважених роздрібних тарифів на електричну енергію для споживачів у звітному періоді частково обумовлено

зростанням ОРЦ та іншими факторами.

Негативним фактором для ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії залишається високий рівень перехресного субсидіювання промисловими споживачами вартості електричної енергії, що відпускається окремим категоріям споживачів за фіксованими тарифами. Підставою для надання цим споживачам зниженого (фіксованого) тарифу на електроенергію є ряд законодавчих актів.

При цьому загальна сума компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електроенергії окремим категоріям споживачів у 2017 році склала 36,6 млрд грн, що на 8,9 млрд грн менше порівняно з 2016 роком. Структуру компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електроенергії окремим категоріям споживачів у 2016 – 2017 роках наведено на рис. 2.3.28. Обсяг дотаційних сертифікатів для компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії за регульованим тарифом за 2017 рік наведено в додатку 2.3.12.

Тарифи на електроенергію для побутових споживачів в Україні залишаються значно нижчими у порівнянні з країнами ЄС та Енергетичного Співтовариства (рис. 2.3.25) <sup>51</sup>.

<sup>51</sup>\* Джерело даних: Евростат (European Statistical Office, Eurostat), станом на березень 2018 року.

Дані країн ЄС для категорії промислових споживачів з обсягом річного споживання від 500 до 2000 МВт·год (Band DC).

Середнє значення тарифу для населення та значення роздрібного тарифу для промислових споживачів 1-го та 2-го класів напруги (за офіційним курсом НБУ за 2017 рік 1 Євро=28,43 грн).

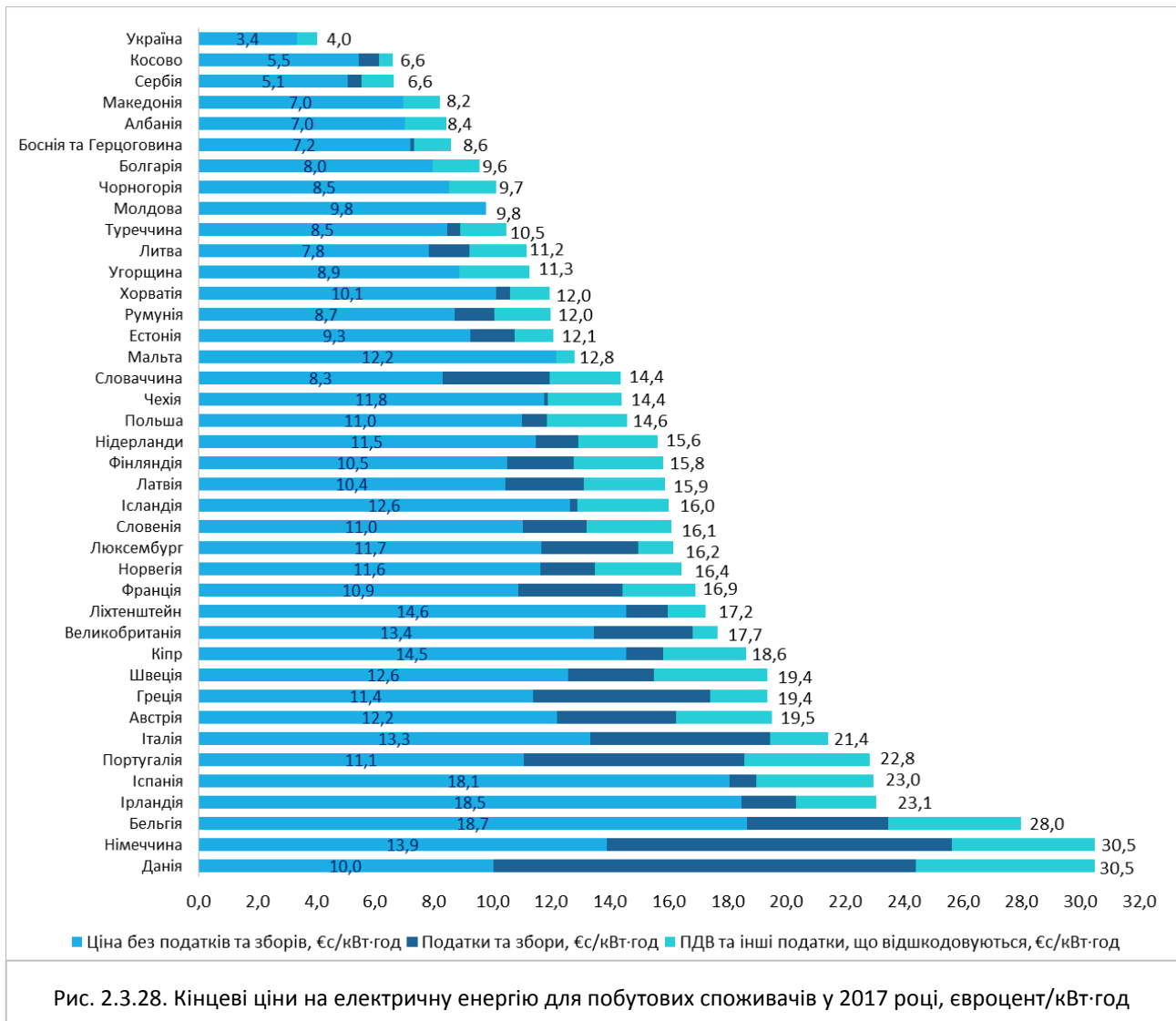


Рис. 2.3.28. Кінцеві ціни на електричну енергію для побутових споживачів у 2017 році, євроцент/кВт-год

### Зміна постачальника

Згідно з чинним законодавством споживачі електричної енергії мають можливість реалізувати своє право змінювати електропостачальника у випадку, якщо ці споживачі не мають заборгованості за спожиту електричну енергію перед постачальником за регульованим тарифом та/або якщо їх комерційний облік відповідає вимогам законодавства.

Так, у 2017 році 340 споживачів змінили електропостачальника. Частка реалізованих запитів на зміну електропостачальника у 2017 році склала 92 % (28 з 368 споживачів було відмовлено у зміні постачальника з вищенаведених підстав), у відсотковому співвідношенні від загальної кількості поданих споживачами заяв 8 % було відмовлено. Слід зазначити, що у порівнянні з минулим роком кількість відмов споживачам у зміні постачальників електропостачальника зменшилась на 16 %.

### Практика відключень споживачів за несплату

Згідно з чинним законодавством ПРТ зобов'язані постачати електричну енергію споживачам, зокрема побутовим, у необхідних їм обсягах та відповідної якості. У свою чергу споживачі під час використання електричної енергії мають дотримуватись законодавства та умов укладених договорів про користування (постачання) електричною енергією та у строки, визначені договорами, проводити розрахунки за спожиту ними електричну енергію.

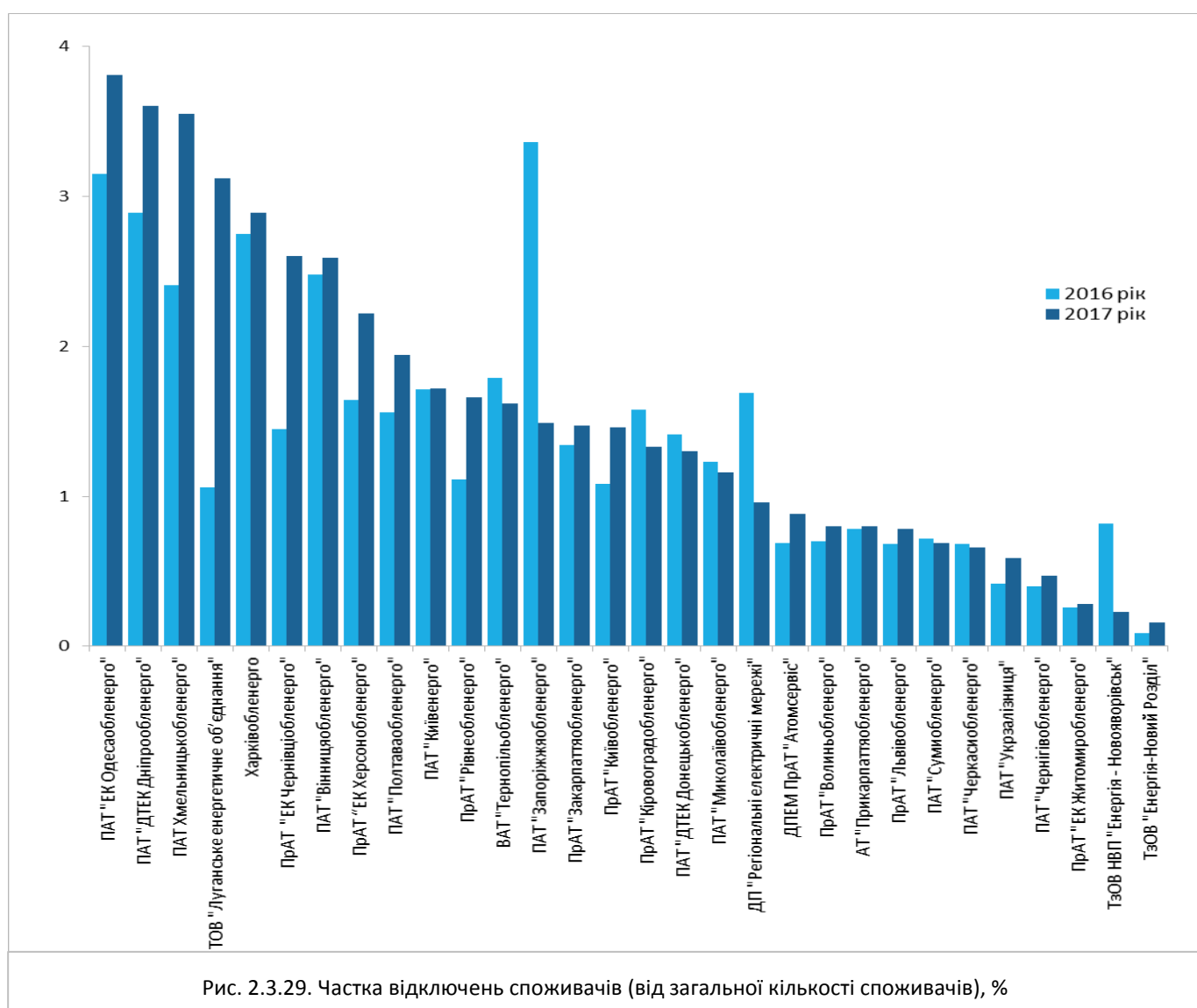
У разі несплати або неповної сплати за спожиту електричну енергію або у разі виявлення порушення споживачами правил користування електричною енергією електророзподільні

компанії відповідно до визначеного порядку мають право відключати електроустановки таких споживачів від електропостачання.

Так, у 2017 році 317 736 електроустановок побутових споживачів було відключено від електропостачання.

Слід зазначити, що у порівнянні з 2016 роком з 35 електророзподільних компаній у 21 спостерігається значне загальне збільшення проведених відключень, зокрема у таких компаній: ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання», ПрАТ «ЕК Чернівціобленерго», ПАТ «Хмельницькобленерго», ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго», ПАТ «ЕК Одесаобленерго», ПрАТ «ЕК Херсонобленерго», ПрАТ «Рівнеобленерго», ПАТ «Полтаваобленерго», ПрАТ «Київобленерго» (рис. 2.3.29).

При цьому, у таких компаній як: ВАТ «Тернопільобленерго», ПАТ «Запоріжжяобленерго», ПрАТ «Кіровоградобленерго», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго», ПАТ «Миколаївобленерго», ДП «Регіональні електричні мережі», ПАТ «Сумиобленерго», ПАТ «Черкасиобленерго», ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ», у порівнянні з 2016 роком у 2017 році спостерігалось значне зменшення відключень електроустановок побутових споживачів від електропостачання.



### Практика складання актів про порушення споживачів

Положеннями пункту 53 ПКЕЕН та пунктів 6.41 та 6.42 ПКЕЕ передбачено, що постачальники електричної енергії у разі виявлення порушень споживачем норм ПКЕЕН або ПКЕЕ мають право складати акти про порушення та здійснювати на їх підставі розрахунок обсягу та вартості необлікованої електричної енергії.

Протягом 2016 року постачальниками було складено 51 307 актів про порушення споживачами ПКЕЕ/ПКЕЕН, а протягом 2017 року – 43 859 актів про порушення.

Сума нарахувань споживачам вартості необлікованої електричної енергії на підставі актів про порушення склала: у 2016 році – 299,95 млн грн; у 2017 році – 356,83 млн грн.

Так, у 2017 році постачальниками було складено актів про порушення на 14,5 % менше ніж у 2016 році, що вказує на зменшення випадків порушення споживачами ПКЕЕ та ПКЕЕН. При цьому сума нарахувань вартості необлікованої електричної енергії на підставі актів про порушення у 2017 році збільшилась на 19 % у порівнянні з 2016 роком, що зумовлене підвищенням вартості електричної енергії.

Динаміка кількості актів про порушення, складених постачальниками протягом 2016 – 2017 років, розміру нарахувань вартості необлікованої електричної енергії, здійснених постачальниками на їх підставі, наведені на рис. 2.3.30, рис. 2.3.31.

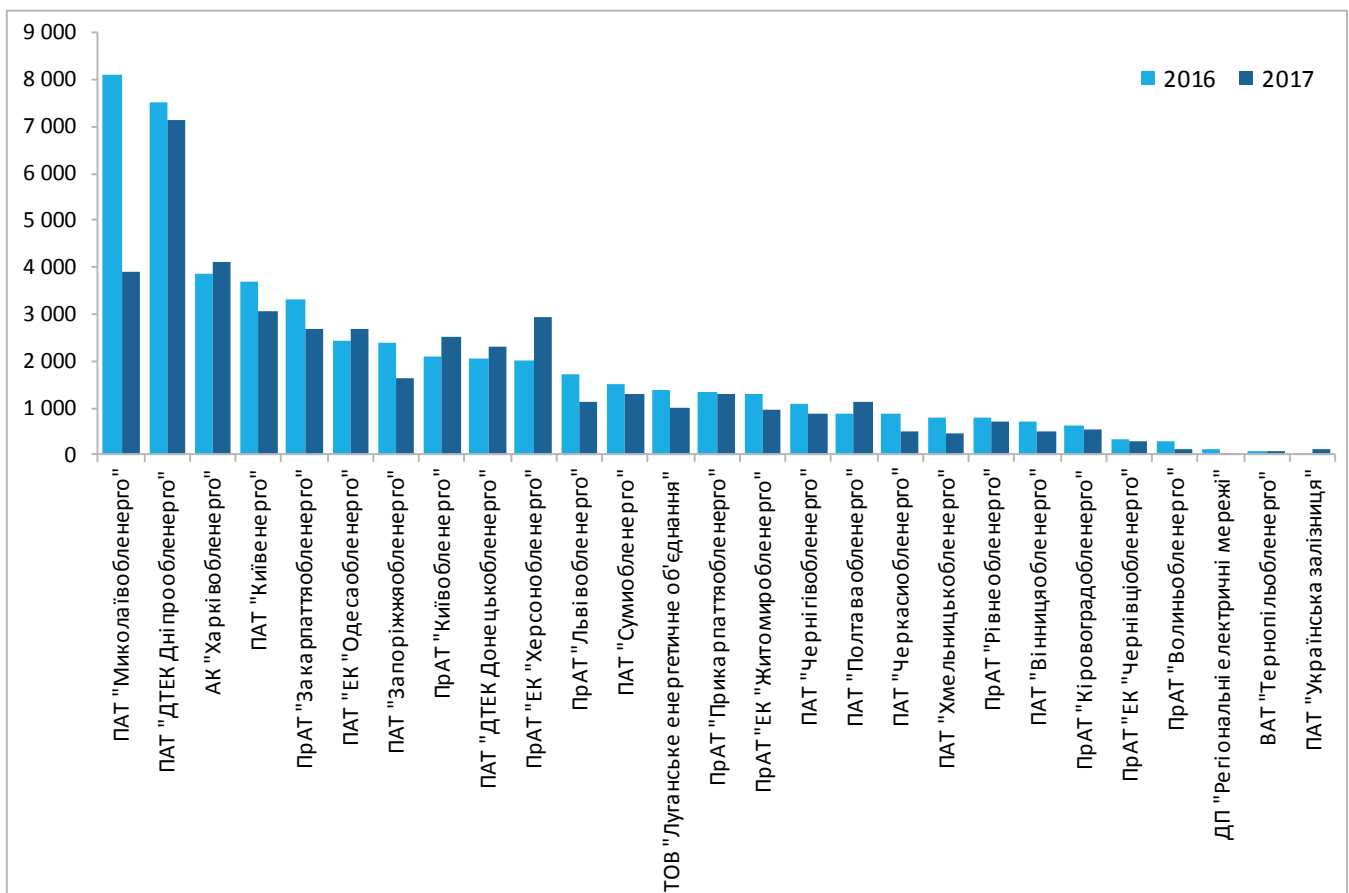


Рис. 2.3.30. Кількість складених постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом актів про порушення ПКЕЕ та ПКЕЕН у 2016 – 2017 роках.

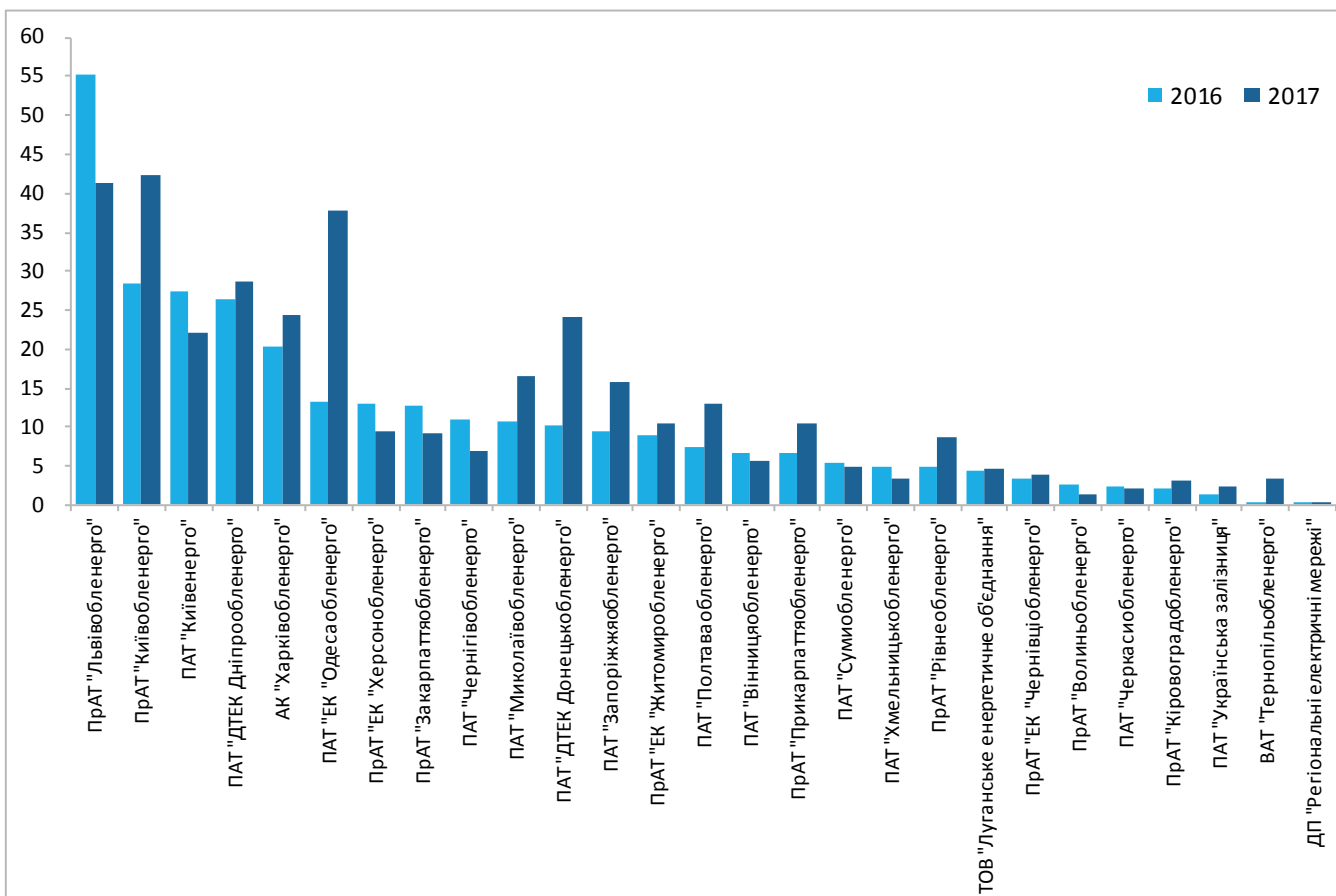


Рис. 2.3.31. Сума нарахувань вартості необлікованої електричної енергії, здійснених постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом на підставі актів про порушення у 2016 – 2017 роках, млн грн

### Розгляд скарг та звернень споживачів

За результатами наданої електропостачальниками інформації у 2017 році ними було розглянуто 1 597 914 скарг. З них скарг побутових споживачів – 1 595 510, що на 17 % більше ніж у 2016 році, скарг непобутових споживачів – 2 404, що на 2 % менше ніж у 2016 році. Найбільше зростання кількості скарг спостерігалося щодо надання електропостачальниками інформації побутовим споживачам (з 21 скарги у 2016 році до 125 568 у 2017 році).

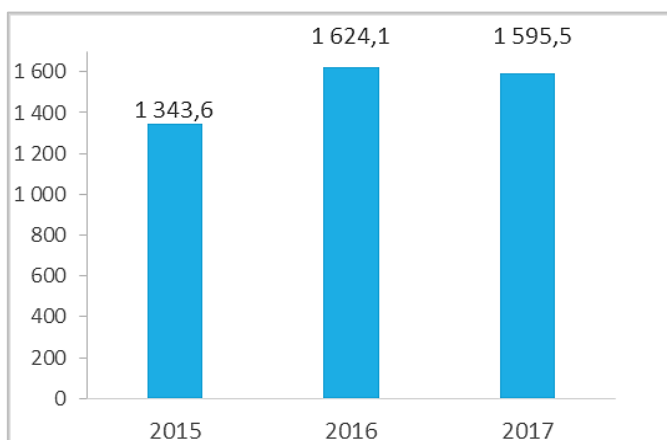


Рис. 2.3.32. Скарги побутових споживачів, які звернулись до електропостачальників у 2015 – 2017 роках, тис. шт

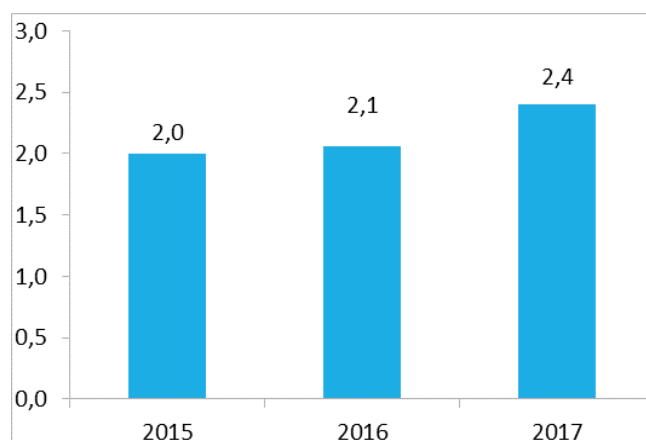


Рис. 2.3.33. Скарги непобутових споживачів, які звернулись до електропостачальників у 2015 – 2017 роках

У 2017 році в порівнянні з попередніми роками зросла кількість скарг побутових споживачів до електропостачальників (зокрема через ІКЦ та кол-центри) з питань встановлення/заміни приладів обліку електричної енергії, надання споживачам інформації, підключення електроустановок споживачів, тарифу на електричну енергію (рис. 2.3.32). Спостерігається значне зменшення (на 36 %) кількості скарг з питань приєднання електроустановок (з 9 509 звернень у 2016 році до 3 405 у 2017 році) (табл. 2.3.2 та рис. 2.3.34).

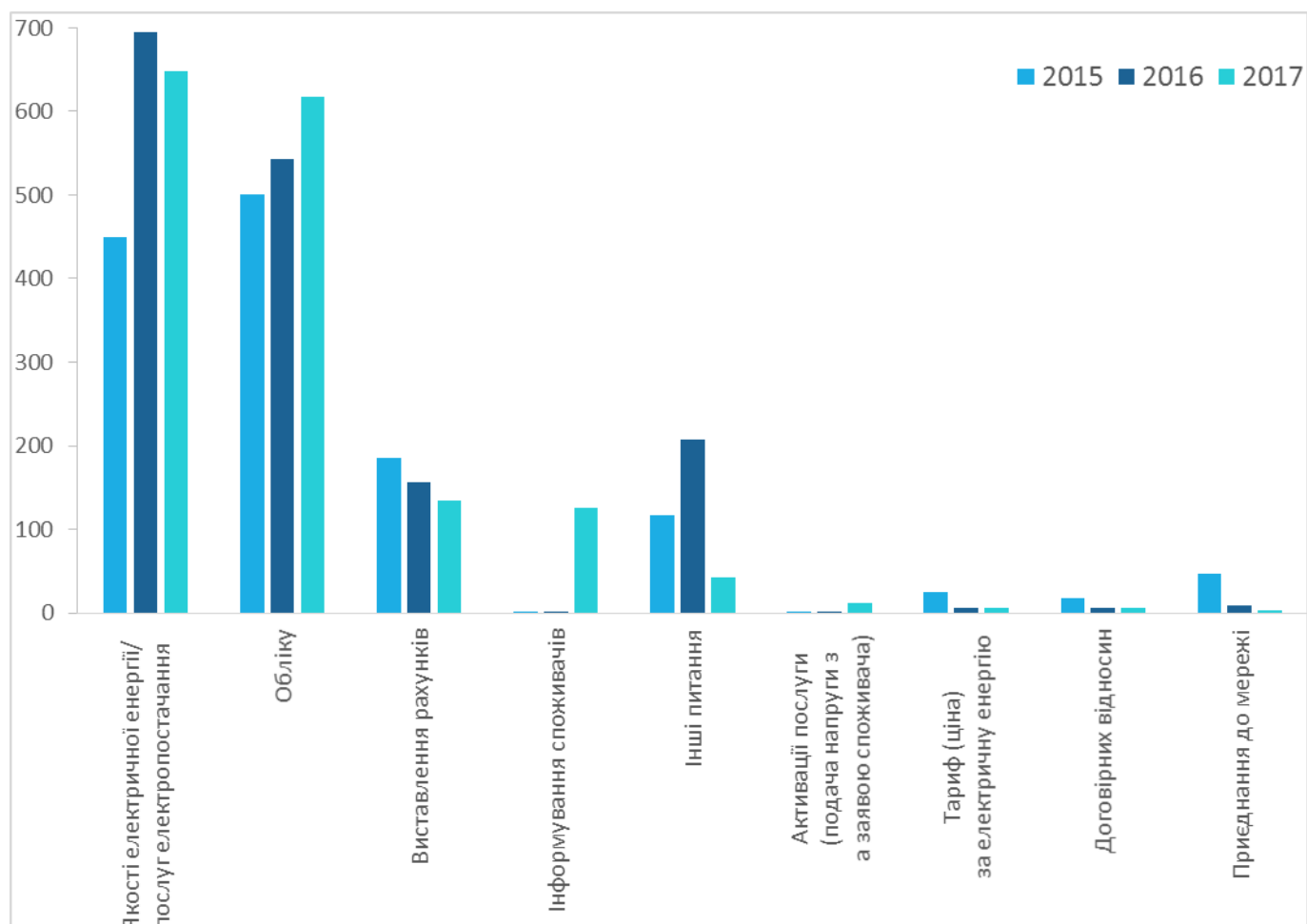


Рис. 2.3.34. Загальна кількість питань, з якими найчастіше звертались побутові споживачі до електропостачальників у 2017 році у порівнянні з іншими роками, тис. шт

Таблиця 2.3.2. Питання побутових споживачів за 2015 – 2017 роки

Спирні питання	2015	2016	2017
Якість електричної енергії/послуг електропостачання	450 022	695 108	648 383
Облік	501 137	542 673	617 228
Виставлення рахунків	185 563	155 917	134 250
Інформування споживачів	42	21	125 568
Інші питання	116 312	207 129	41 791
Активізація послуги (подача напруги за заявою споживача)	1 870	2 218	12 503
Тариф (ціна) на електричну енергію	24 995	5 442	6 303
Договірні відносини	17 279	6 059	6 079
Приєднання до мережі	46 407	9 509	3 405
Складення акта про порушення	619	703	661
<b>Усього</b>	<b>1 343 627</b>	<b>1 624 076</b>	<b>1 595 510</b>

У 2017 році у порівнянні з попередніми роками зростає кількість скарг побутових споживачів до електропостачальників (зокрема через ІКЦ та кол-центри) з питань якості електричної енергії, підключення електроустановок споживачів, виставлення електропостачальниками рахунків за спожиту електричну енергію тощо (рис. 2.3.33, рис. 2.3.35, табл. 2.3.3).

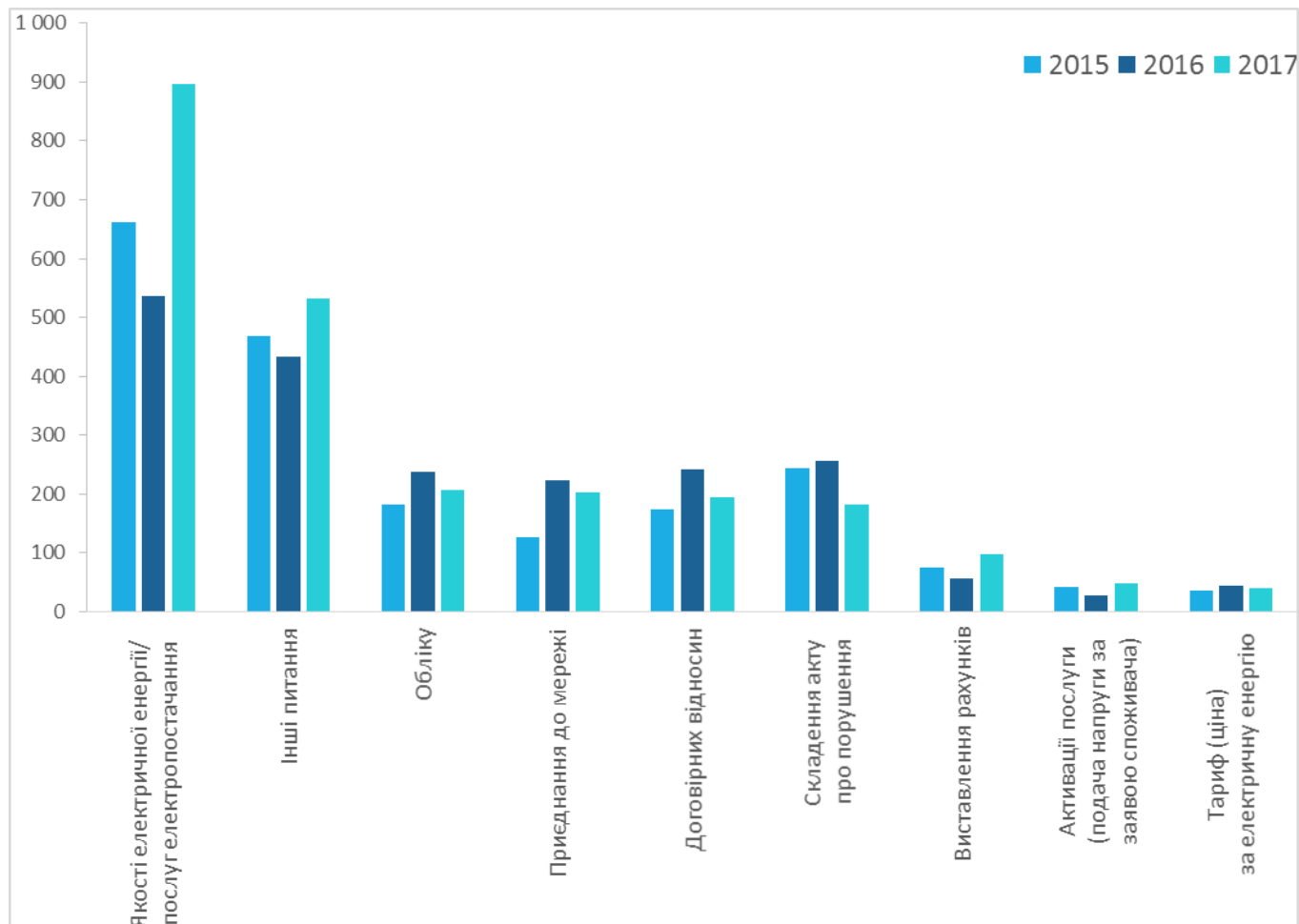


Рис. 2.3.35. Загальна кількість питань, з якими найчастіше звертались побутові споживачі до електропостачальників у 2017 році у порівнянні з іншими роками

Таблиця 2.3.3. Питання побутових споживачів за 2015 – 2017 роки

Спирні питання	2015	2016	2017
Приєднання до мережі	126	223	203
Облік	182	237	207
Якість електричної енергії/послуг електропостачання	661	536	896
Договірні відносини	173	242	195
Активізація послуги (подача напруги за заявою споживача)	43	27	49
Виставлення рахунків	75	57	98
Тариф (ціна) на електричну енергію	37	44	41
Порушення процедури проведення зміни постачальника	0	0	0
Інформування споживачів	0	0	0
Складення акту про порушення	243	257	183
Інші питання	468	434	532
<b>Усього</b>	<b>2 008</b>	<b>2 057</b>	<b>2 404</b>



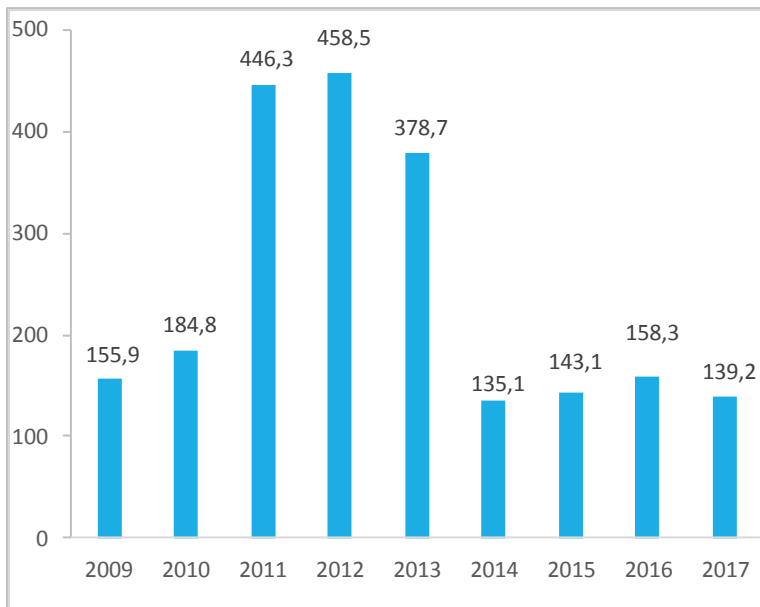


Рис. 2.3.36. Загальна кількість звернень побутових споживачів до інформаційно-консультаційних центрів постачальників за регульованим тарифом у 2010 – 2017 роках

склались між ними та постачальниками, 14 658 звернень вирішено на користь заявників, а 16 916 – на користь постачальників.

Відповідно до постанови НКРЕ від 08.08.2013 № 1070<sup>53</sup>, ПРТ кількість споживачів яких перевищує 100 000, створили нові або вдосконалили існуючі кол-центри та забезпечили їх функціонування для надання на безоплатній основі обов'язкових інформаційних послуг

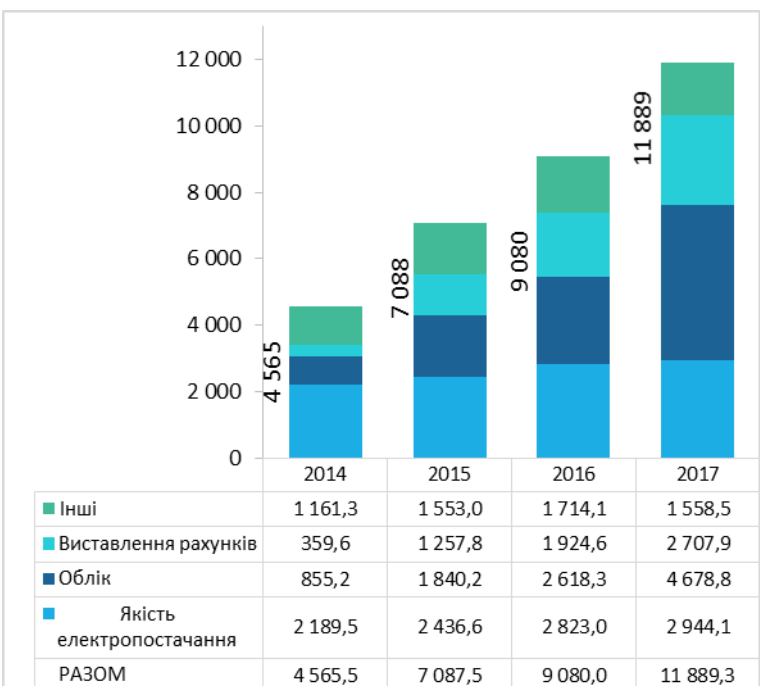


Рис. 2.3.37. Кількість звернень, прийнятих операторами кол-центрів у 2014 – 2017 роках, млн од

Згідно зі звітними даними постачальників електричної енергії за регульованим тарифом до інформаційно-консультаційних центрів<sup>52</sup> (далі – ІКЦ) у 2017 році надійшло 139 189 звернень (на 19 128 звернень менше ніж у 2016 році) (рис. 2.3.36). Кількість звернень побутових споживачів до ІКЦ у 2010 – 2017 роках наведено в додатку 2.3.17.

Із загальної кількості звернень побутових споживачів ІКЦ на розгляд до центральних органів виконавчої влади та організацій, які здійснюють регулювання та нагляд в електроенергетиці, у 2017 році було направлено 240 звернень, з них до НКРЕКП – 69.

Слід звернути увагу, що у 2017 році за 31574 зверненнями заявників щодо спірних ситуацій, які склались між ними та постачальниками, 14 658 звернень вирішено на користь заявників, а 16 916 – на користь постачальників. Відповідно до постанови НКРЕ від 08.08.2013 № 1070<sup>53</sup>, ПРТ кількість споживачів яких перевищує 100 000, створили нові або вдосконалили існуючі кол-центри та забезпечили їх функціонування для надання на безоплатній основі обов'язкових інформаційних послуг споживачам з дотриманням установлених організаційно-технічних вимог.

У 2017 році кол-центри функціонували у 25 постачальників (окрім ліцензіатів, які провадять свою діяльність на тимчасово окупованій території України та в Автономній Республіці Крим).

Усього у 2017 році операторами кол-центрів оброблено 11 889 000 дзвінків, що на 31 % більше ніж у попередньому році (9 080 000 дзвінків).

Динаміку щодо кількості звернень<sup>54</sup>, прийнятих операторами кол-центрів компаній у 2014 – 2017 роках, наведено на рис. 2.3.37.

У додатку 2.3.18 наведено дані щодо показників якості надання послуг кол-центрами у 2017 році по кожному ліцензіату з постачання електричної енергії за регульованим тарифом.

<sup>52</sup> Утворені енергопостачальними компаніями згідно з постановою НКРЕ від 12.03.2009 № 299;

<sup>53</sup> «Щодо забезпечення функціонування кол-центрів суб'єктами господарювання, які здійснюють господарську діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом»;

<sup>54</sup> Один дзвінок може реєструватися як декілька звернень за різною тематикою.

У додатку 2.3.19 наведено дані щодо кількості звернень, прийнятих операторами кол-центрів компаній у 2017 році, за тематикою звернень по Україні.

### *Комерційна якість надання послуг. Гарантовані стандарти комерційної якості*

Комерційна якість надання послуг характеризує якість взаємовідносин електророзподільчої компанії та електропостачальника зі споживачем, зокрема дотримання встановлених законодавством строків надання послуг та виконання робіт, надання доступу до мереж, відновлення електропостачання, обліку, укладення договорів, надання відповідей на письмові звернення населення тощо.

У 2017 році НКРЕКП здійснювала моніторинг показників комерційної якості послуг відповідно до вимог постанови НКРЕКП від 23.03.2017 № 345<sup>55</sup>.

У додатку 2.3.20 наведено дані щодо показників комерційної якості послуг за 2017 рік по кожному ліцензіату з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами/постачання електричної енергії за регульованим тарифом.

У додатку 2.3.21 наведено дані щодо показників комерційної якості послуг за 2017 рік за типами наданих послуг.

З метою підвищення загального рівня якості надання послуг та захисту прав споживачів, які отримують послуги найнижчої якості, НКРЕКП прийняла постанову від 18.10.2016 № 1841 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості надання послуг з електропостачання», яка набула чинності 13 січня 2017 року.

Зазначеним порядком:

затверджуються загальні та гарантовані стандарти якості послуг;

визначаються розміри компенсацій індивідуальним споживачам за недотримання гарантованих стандартів якості послуг.

При цьому компенсація надається автоматично (компанія має сама визначити, яким споживачам вона має надати компенсацію, і повідомити про це споживача) шляхом зменшення рахунку споживача на оплату електроенергії як аванс на наступний місяць.

Якщо протягом установленого терміну компенсація не надана, розмір компенсації подвоюється. У разі невиплати компенсації у встановлені строки споживач має право звернутися до компанії із заявою за встановленою формою. У разі виявлення фактів ненадання компенсації за результатами проведення планових та позапланових заходів державного контролю при перегляді тарифів розмір доходу компанії зменшується на 5-кратну величину несплачених споживачам компенсацій, а цим споживачам надається компенсація у двократному розмірі.

Компанії мають забезпечити доведення до споживачів інформації щодо права споживачів на отримання компенсацій, а також даних щодо дотримання стандартів якості послуг та виплачених споживачам компенсацій. Компаніями щорічно оприлюднюються дані щодо виконання загальних стандартів та наданих сум компенсації за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг.

**За звітними даними компаній усього у 2017 році було надано компенсації 913 споживачам на загальну суму 116 950 грн, з них 578 споживачам на загальну суму 82700 грн за недотримання гарантованого стандарту «відновлення електропостачання після перерви в електропостачанні протягом 24 годин».**

**Варто зазначити, що компенсації споживачам надавалися лише 8 із 35 електророзподільних компаній/ПРТ (таблиця 2.3.4), що може свідчити про недотримання компаніями вимог указанного Порядку й чому буде приділена особлива увага під час здійснення НКРЕКП заходів державного контролю у 2018 році.**

<sup>55</sup> «Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення».

Таблиця. 2.3.4. Інформація щодо сум виплачених компенсацій за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг.

Компанія	Сума компенсацій, наданих споживачам у 2017 році	Кількість споживачів, яким надана компенсація
ПАТ «Одесаобленерго»	67 800	428
ПрАТ «Київобленерго»	38 100	380
ПАТ «Київенерго»	3 950	41
ПрАТ «Рівнеобленерго»	4 000	40
ПрАТ «Прикарпаттяобленерго»	1 000	10
ПАТ «Українська залізниця»	1 100	11
ПАТ «Чернігівобленерго»	800	2
ПрАТ «ЕК «Житомиробленерго»	200	1
<b>Усього</b>	<b>116 950</b>	<b>913</b>

## 3. НАФТОГАЗОВИЙ СЕКТОР

### 3.1. Загальна інформація

#### 3.1.1. Загальний опис нафтогазового сектору

Функції та повноваження НКРЕКП у нафтогазовій сфері визначені законами України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та «Про ринок природного газу» (далі – Закон).

Господарська діяльність у нафтогазовій сфері пов'язана з транспортуванням, розподілом, зберіганням, постачанням природного газу, наданням послуг установки LNG, транспортуванням нафти, нафтопродуктів та провадиться за умови отримання відповідної ліцензії, яка видається Регулятором у встановленому законодавством порядку. Регулятор здійснює державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю суб'єктів господарювання, які провадять вищезазначені види діяльності, а також суб'єктів господарювання, які здійснюють транспортування аміаку магістральними трубопроводами для споживачів України.

Суб'єктами ринку природного газу в Україні відповідно до Закону є оператор газотранспортної системи (далі – оператор ГТС), оператор газорозподільної системи (далі – оператор ГРМ), оператор газосховищ, оператор установки LNG, замовник, оптовий продавець, оптовий покупець, постачальник та споживач (у тому числі захищені споживачі).

Діяльність з транспортування природного газу територією України здійснюється оператором ГТС. Діяльність зі зберігання природного газу в підземних сховищах газу здійснюється оператором газосховищ.

За даними оператора ГТС та оператора газосховищ, яким є ПАТ «Укртрансгаз», протягом 2017 року на ринку природного газу діяли 364 замовники послуг транспортування (на 21 % більше ніж у попередньому році) та 344 замовники послуг зберігання (на 14 % більше ніж у попередньому році).

Діяльність з розподілу природного газу (переміщення природного газу газорозподільною системою з метою його фізичної доставки споживачам, у тому числі і побутовим, але що не включає постачання природного газу) здійснюється операторами ГРМ. Сьогодні 46 операторів ГРМ мають ліцензію на розподіл природного газу.

Купівля-продаж природного газу, у тому числі імпорт, здійснюється оптовими покупцями та оптовими продавцями природного газу. За наявною інформацією, кількість оптових продавців та покупців, які провадили діяльність на ринку природного газу у 2017 році, налічує близько 400 суб'єктів господарювання.

Реалізація природного газу споживачам для власних потреб, а не для перепродажу та використання в якості сировини, здійснюється постачальником відповідно до отриманої ліцензії на постачання природного газу на підставі укладених зі споживачами договорів. Протягом 2017 року 225 постачальників серед 378 ліцензіатів-постачальників фактично здійснювали постачання природного газу кінцевим споживачам.

Таблиця 3.1.1. Основні показники роботи газового сектору

Рік	2015	2016	2017
<b>Видобуток природного газу (млрд м<sup>3</sup>)</b>	18,89	19,12	19,42
<b>Імпорт (млрд м<sup>3</sup>)</b>	16,45	11,08	14,05
<b>Експорт (млрд м<sup>3</sup>)</b>	0	0	0
<b>Зміна запасів газосховищ (млрд м<sup>3</sup>)**</b>	-2,53	2,01	-2,71
<b>Валове споживання (млрд м<sup>3</sup>)</b>	32,81	32,28	30,77
<b>Технічна потужність міждержавних з'єднань на вході до ГТС (млн м<sup>3</sup>/доба)</b>	919,63	902,18	902,18*

<b>Технічна потужність міждержавних з'єднань на виході з ГТС (млн м<sup>3</sup>/доба)</b>	444,44	443,60	443,60
<b>Активна місткість газосховищ (млрд м<sup>3</sup>)</b>	30,95	30,95	30,95
<b>Довжина газотранспортних мереж (тис. км)</b>	35	35	35
<b>Довжина газорозподільних мереж (тис. км)</b>	277	274	292
<b>Кінцеве споживання природного газу (млрд м<sup>3</sup>):</b>	29,81	29,30	27,47
<b>у тому числі побутові споживачі</b>	11,28	11,88	11,23
<b>Кількість споживачів (тис. абонентів):</b>	12 394	12 271	12 397
<b>побутових</b>	12 294	12 169	12 288
<b>непобутових</b>	100	102	109

\* 904,33 в опалювальний період;

\*\* різниця між обсягами відібраного та закачаного газу з/до газосховищ.

Обсяг кінцевого споживання в Україні продовжує знижуватись. У 2017 році він становив 27,5 млрд м<sup>3</sup>, що менше на 6 %, порівняно з 2016 роком, та на 8 %, порівняно з 2015 роком. Протягом 2017 року знизилась обсяги споживання за такими категоріями (рис. 3.1.1): населення – 11,2 млрд м<sup>3</sup>, що на 5 % менше ніж у 2016 році, та виробники теплової енергії (для потреб населення) – 4,6 млрд м<sup>3</sup>, що на 20 % менше, ніж у 2016 році. Обсяги споживання бюджетних установ та організацій, а також промислових підприємств та інших суб'єктів господарювання у 2017 році залишилися практично незмінними та становили 0,5 млрд м<sup>3</sup> та 11,1 млрд м<sup>3</sup> відповідно. Однак обсяг споживання природного газу виробниками теплової енергії (крім виробництва тепла для потреб населення) у 2017 році становив 2,36 млрд м<sup>3</sup> (21 % обсягу споживання природного газу промисловими споживачами та іншими суб'єктами господарювання), що на 25 % більше у порівнянні з 2016 роком. Таким чином, споживання природного газу у 2017 році знизилось по всіх вищезазначених категоріях споживачів, крім виробників теплової енергії, які виробляють тепло для потреб споживачів, крім населення.



Рис. 3.1.1. Обсяги кінцевого споживання природного газу в розрізі основних категорій споживачів за 2015 – 2017 роки, млрд м<sup>3</sup>

Динаміку кінцевого споживання природного газу вищезазначеними категоріями споживачів України з 2012 по 2017 роки наведено у додатку 3.1.1. Порівняння об'ємів кінцевого споживання<sup>56</sup> споживачами України та країн ЄС у 2016 році наведено у додатку 3.1.2<sup>57</sup>.

У 2016 році обсяг валового споживання природного газу в Україні становив близько 32 млрд м<sup>3</sup>. Таким чином, у 2016 році як і в 2015 році Україна посіла сьоме місце серед країн Європи за вищезазначеним показником, поступившись Нідерландам (37,08 млрд м<sup>3</sup>), Туреччині (47,08 млрд м<sup>3</sup>), Франції (47,14 млрд м<sup>3</sup>), Італії (71,48 млрд м<sup>3</sup>), Великобританії (85,6 млрд м<sup>3</sup>) та Німеччині (86,6 млрд м<sup>3</sup>) (додаток 3.1.2).

Динаміка обсягів валового та кінцевого споживання в Україні протягом 2009 – 2017 років наведена на рис. 3.1.2.

<sup>56</sup> без урахування об'ємів споживання природного газу для виробництва тепла та електроенергії

<sup>57</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

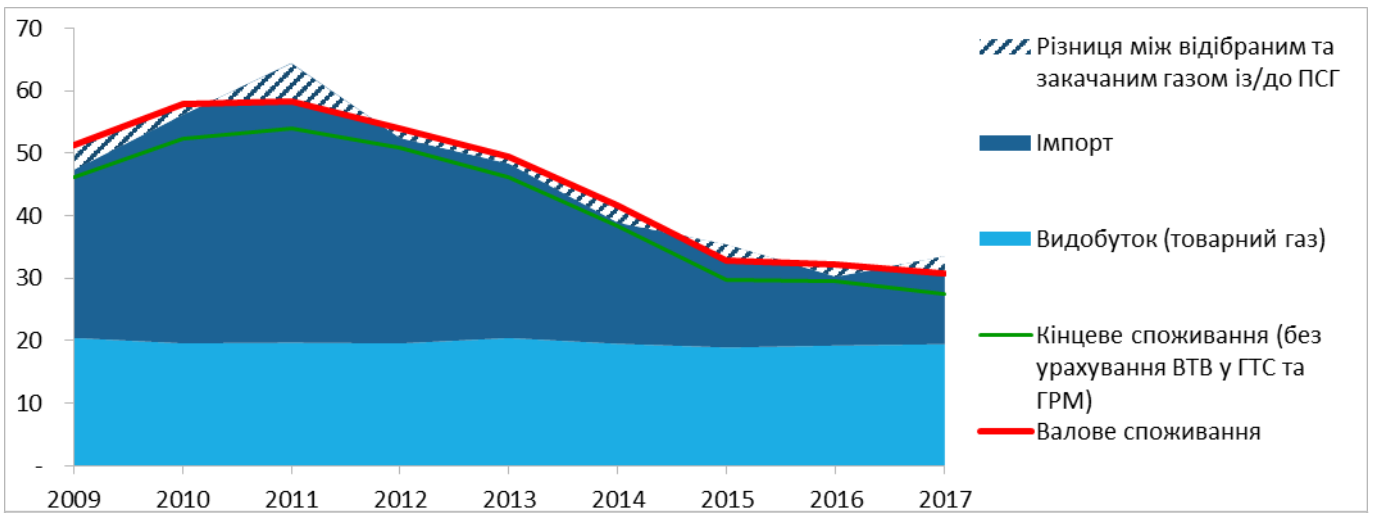
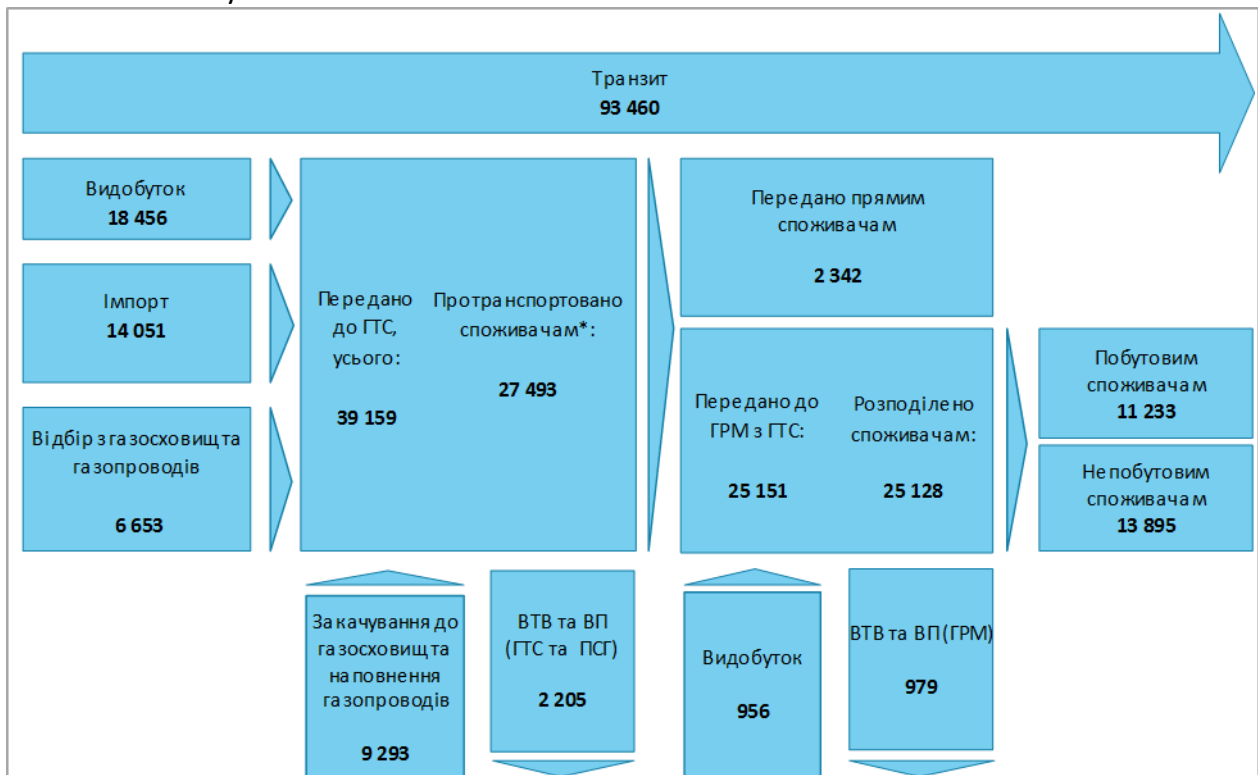


Рис. 3.1.2. Надходження та споживання природного газу, 2009 – 2017 роки, млрд м<sup>3</sup>

Обсяги видобутку товарного природного газу протягом останніх 9 років змінювались несуттєво. Так, у 2017 році було видобуто 19,42 млрд м<sup>3</sup> товарного природного газу. При цьому обсяг видобутку природного газу у 2017 році покриває 70,7 % обсягів кінцевого споживання (рис. 3.1.2). Одночасно зі скороченням попиту на природний газ, починаючи з 2012 року, почали значно скорочуватись сукупні обсяги імпорту природного газу – на 50 % у 2015 році (порівняно з 2012 роком) та на 33 % у 2016 році (порівняно з 2015 роком). Однак у 2017 році обсяг імпорту природного газу збільшився на 27 %, у порівнянні з 2016 роком та становив 14,05 млрд м<sup>3</sup> (рис. 3.1.3). Як наслідок, за результатами 2017 року до газосховищ було закачано на 2,71 млрд м<sup>3</sup> газу більше ніж відібрано. Весь обсяг імпорту природного газу у 2017 році, як і у 2016, надходив з країн Європейського Союзу.



\* без урахування внутрішнього транспортування та обсягів, протранспортованих у зону АТО.

Рис. 3.1.3. Баланс обсягів природного газу у 2017 році, млн м<sup>3</sup>

У 2017 році загальний обсяг природного газу, протранспортованого газотранспортною системою споживачам, дорівнював 27,5 млрд м<sup>3</sup> (без урахування внутрішнього транспортування та обсягів, протранспортованих у зону АТО). Загальний обсяг природного газу, переданого до газотранспортної системи України, склав 39,2 млрд м<sup>3</sup> (без урахування транзиту), з якого видобуток (без урахування ВТВ видобувників) – 18,5 млрд м<sup>3</sup> (47 %), імпортований природний газ – 14,05 млрд м<sup>3</sup> (36 %) та відбір із газосховищ та газопроводів – 6,7 млрд м<sup>3</sup> (17 %). Загальний обсяг відібраного природного газу з газотранспортної системи склав 27,49 млрд м<sup>3</sup> (без урахування транзиту), з якого відібраний споживачами, приєднаними до ГТС – 2,34 млрд м<sup>3</sup> (6 %), переданий до ГРМ – 25,15 млрд м<sup>3</sup> (68 %) та закачаний до газосховищ та газопроводів – 9,29 млрд м<sup>3</sup> (25 %).

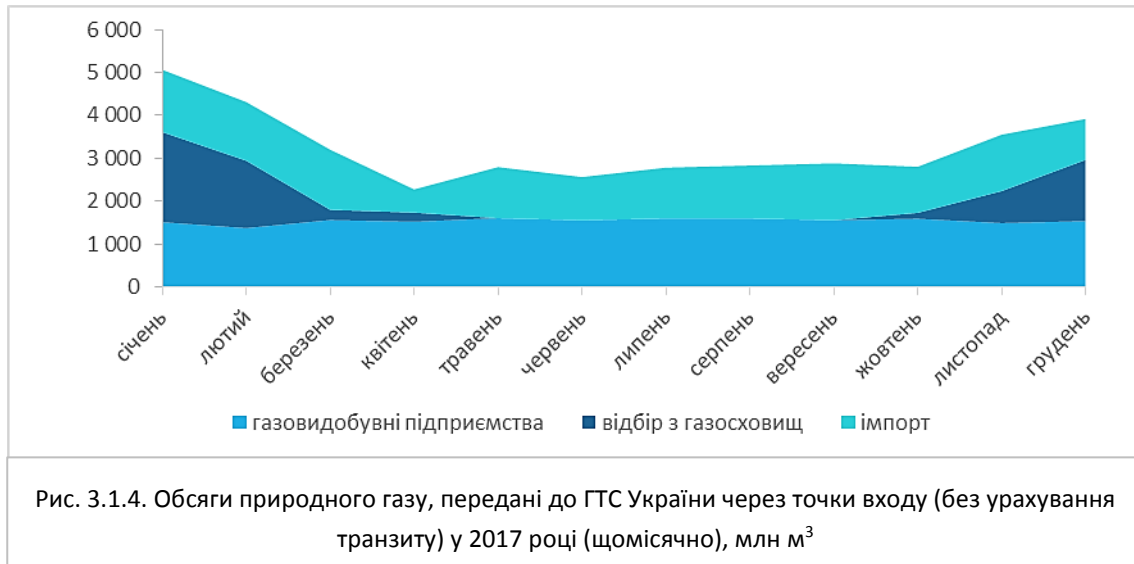


Рис. 3.1.4. Обсяги природного газу, передані до ГТС України через точки входу (без урахування транзиту) у 2017 році (щомісячно), млн м<sup>3</sup>

Операторами ГРМ у 2017 році було розподілено споживачам України 25,13 млрд м<sup>3</sup> природного газу (з урахуванням обсягів природного газу, розподіленого у зоні АТО). При цьому побутовим споживачам було розподілено 11,23 млрд м<sup>3</sup>, непобутовим споживачам – 13,9 млрд м<sup>3</sup>.

Обсяги природного газу, переданого до газотранспортної системи через точки входу у 2017 році, наведено на рис. 3.1.4.

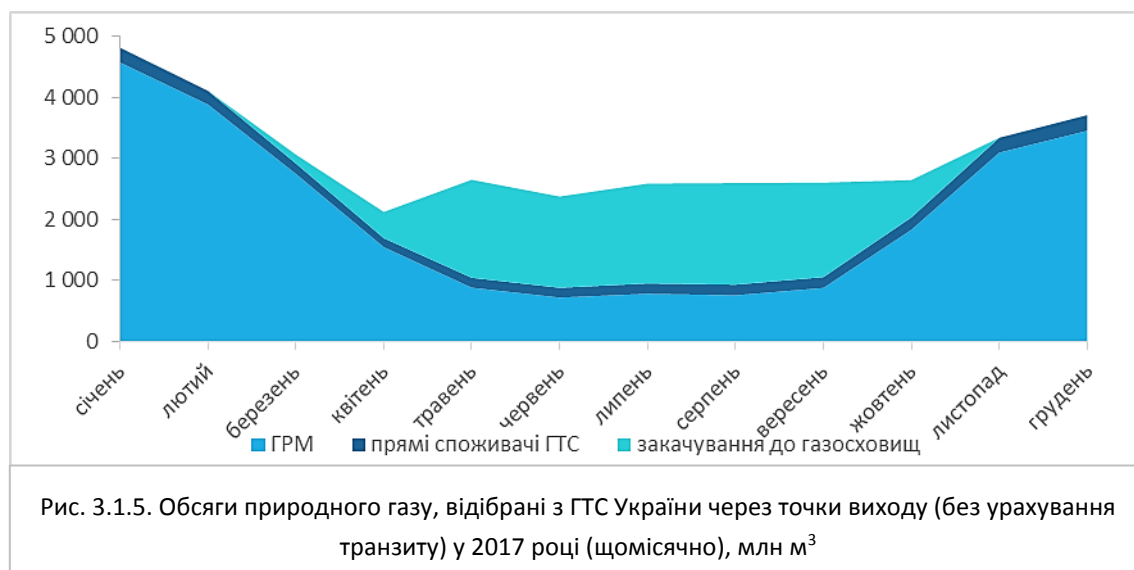


Рис. 3.1.5. Обсяги природного газу, відібрані з ГТС України через точки виходу (без урахування транзиту) у 2017 році (щомісячно), млн м<sup>3</sup>

Максимальні обсяги природного газу, переданого до газотранспортної системи та відібраного із газотранспортної системи у 2017 році, спостерігалися впродовж опалювального сезону (січень – березень та жовтень – грудень). Упродовж цих місяців додатковий попит

покривався за рахунок відбору газу із газосховищ та імпорту. Обсяги власного видобутку природного газу впродовж 2017 року суттєво не змінювались.

Упродовж опалювального сезону високий попит на природний газ зберігався за споживачами, підключених до газорозподільних систем (рис. 3.1.5). Водночас попит споживачів, підключених до ГТС, був рівномірним упродовж року. Протягом березня – листопада здійснювалось закачування природного газу до газосховищ.

### 3.1.2. Реформування ринку природного газу

Упродовж 2017 року робота НКРЕКП була спрямована на подальший розвиток та стає функціонування ринку природного газу, а також на вдосконалення нормативно-правових актів, що регулюють відносини між суб'єктами на ринку природного газу, здійснення заходів, направлених на ефективне функціонування лібералізованого внутрішнього ринку природного газу.

У 2017 році відносини на ринку природного газу регулювалися низкою нормативно-правових актів, серед яких можна виділити: Кодекс газотранспортної системи (далі – Кодекс ГТС), Кодекс газорозподільних систем (далі – Кодекс ГРМ), Кодекс газосховищ, Правила постачання природного газу.

Протягом 2017 року Регулятором на постійній основі проводилися заходи, спрямовані на вдосконалення положень актів вторинного законодавства, прийнятих на виконання вимог Закону, з урахуванням норм Директив та Регламентів Європейського Союзу.

Так, з метою переходу до розрахунків за спожитий природний газ з об'ємів виражених у метрах кубічних, до обсягів, виражених у енергетичних одиницях, НКРЕКП було прийнято постанову від 26.01.2017 № 84 «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП щодо запровадження на ринку природного газу використання одиниць енергії».

Зазначеною постановою передбачено доповнення Кодексу ГТС та Кодексу ГРМ положеннями щодо порядку перерахунку об'єму природного газу в його обсяг, визначений в одиницях енергії.

У результаті запровадження зазначеної постанови споживачам природного газу у платіжних документах почала надаватися інформація про обсяг спожитого природного газу, у тому числі, в енергетичних одиницях (рис. 3.1.6).

Таке інформування споживачів надало можливість абонентам оцінювати власне газоспоживання у порівнянні з користуванням електричною енергією і обирати найбільш прийнятний та економічно вигідний ресурс для забезпечення своїх потреб.

Крім цього, з метою удосконалення Кодексу ГТС та забезпечення ефективного функціонування ринку природного газу було прийнято постанову НКРЕКП від 28.04.2017 № 615 «Про затвердження Змін до постанови НКРЕКП від 30 вересня 2015 року № 2493», що сприяло оптимізації взаємодії між оператором газотранспортної системи та газовидобувними підприємствами щодо доступу до газотранспортної системи, зокрема у частині створення однієї віртуальної точки входу до газотранспортної системи від суміжного газовидобувного підприємства, в яку об'єднуються всі його фізичні точки входу.

У зв'язку із мінімальними ризиками оператора газотранспортної системи при наданні послуг транспортування було прийнято рішення щодо скасування на деяких точках вимоги до замовників послуг транспортування надавати оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення щодо послуг балансування системи.

Разом з тим з метою зменшення ризиків зловживань оператором газотранспортної системи своїм монопольним становищем, до зазначеної постанови включено норми щодо вдосконалення вимог до банківських гарантій, які надаються замовником послуг транспортування.

Крім цього, у 2017 році Регулятором була проведена робоча зустріч з експертною місією ТАІЕХ за підтримки Європейської Комісії щодо підтримки впровадження Закону України «Про ринок природного газу» за участю Головного радника Комісії з регулювання цін і тарифів на електроенергію та природний газ (бельгійського Регулятора – CREG), метою якої була підготовка



Дніпропетровський ВР Петриківка  
 ЄДРПОУ 39572642  
 р/р 26032311483915, АТ "Ощадбанк"  
 МФО 305482

Повідомлення про сплату  
 рахунку від 13.07.2017 р.

**ПЛАТА ЗА ГАЗ**  
 за червень 2017 р.

Споживач:  
 Особ.рах.:

**ДО СПЛАТИ** (грн. з ПДВ) **3464,92**  
**СПЛАЧУЮ** (грн.)

Показання лічильника №00108124:  
 на 01.07.2017  м³

Підпис: \_\_\_\_\_  
 Завлоньність споживачем

**Інформація по споживачу:**  
 за червень 2017 р.  
 Зареєстровано осіб: 7  
 Наявність пільг: 0%, 0 осіб  
 Маршрут ФХП: 61609606  
 Група споживання:

ТОВ "Дніпропетровський газ збут"  
 Дніпропетровський ВР Петриківка  
 с. Червонопартизанське, вул. Соборна, 2  
 Контакт-центр  
 (056) 794 03 04;  
 сайт: http://dpgazbut.104.ua  
 ЄДРПОУ 39572642, р/р 26032311483915, АТ  
 "Ощадбанк", МФО 305482

Споживач:  
 Особ.рах.:

**Передавайте показання лічильника:**  
 - Безкоштовно з особистого кабінету на сайті 104.ua  
 - SMS-повідомленням на номер 7104  
 - за тел. контакт-центру (056)79 70 104

**Рахунок**  
 № від 13.07.2017 р.

**ПЛАТА ЗА СПОЖИТИЙ ГАЗ** (1)  
 за червень 2017 р.

Заборови ість на 01.06.2017	Нараховано за червень 2017 р. (Об'єм 18 м3 x Ціна 6.9579 грн/м3), з ПДВ	Сплатчено у червні	Пільга, субсидія у червні	Перерахунки у червні	Пеня за попередні періоди
3339,67	125,24	0,00	0,00	0,00	0,00

**ДО СПЛАТИ**, грн. у т.ч. ПДВ 20% **3464,92**  
**СПЛАЧУЮ**, грн.

Показання лічильника №00108124:  
 на 01.07.2017  м³

Підпис: \_\_\_\_\_  
 Завлоньність споживачем

**Об'єм спожитого газу**  
**18 м³**

**Обсяг газу в одиницях енергії:**  
 кВт\*год Гкал МДж  
 191,70 0,16483 690,12

Показання лічильника №00108124:  
 - на 01.06.2017 (Розраховки (к)) 67430 м³  
 - на 01.07.2017 (06 Акт) 67448 м³

урахування:  
 - коефіцієнт приведення до стандартних умов К = 1,00  
 - величина теплоти згорання природного газу на маршруті ФХП Н = 10,65 кВт\*год/м³  
 - коригувань попередніх періодів, у разі їх наявності

Рис. 3.1.6. Приклад платіжного документа, який надавався побутовим споживачам у 2017 році

рекомендацій щодо приведення Кодексу газосховищ та Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, до передових європейських практик. Ураховуючи пропозиції та зауваження до положень Кодексу газосховищ, Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу та Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, що надходили до НКРЕКП від суб'єктів ринку природного газу та від європейських експертів, та на підставі аналізу результативності дії Кодексу газосховищ було виявлено ряд нерегульованих та проблемних аспектів, які потребували удосконалення шляхом внесення відповідних змін.

Так, постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 689 було внесено зміни до Кодексу газосховищ, Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу та Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, в частині надання послуг зберігання (закачування, відбору) та розподілу потужності газосховища з метою забезпечення ефективного та максимального використання потужності газосховища.

Внесені зміни до Типового договору та Методики дозволяють оператору газосховищ ефективно реалізувати послуги зберігання (закачування, відбору) шляхом надання замовникам потужності газосховища та отримувати плановану тарифну виручку за рахунок тарифів. Замовники послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу отримали можливість замовляти послуги зберігання (закачування, відбору), які максимально відповідають їх операційній моделі, не спричиняючи ризиків для оператора газосховищ.

Крім цього, з метою підвищення довіри іноземних інвесторів та залучення інвестиційних проектів, підвищення прозорості двосторонньої взаємодії між оператором газосховищ та замовником послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу, який є нерезидентом України, постановою НКРЕКП від 13.07.2017 № 919 було внесено зміни до Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу в частині врегулювання спірних питань та

розбіжностей щодо виконання умов договору в міжнародному арбітражі, якщо замовник послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу є нерезидентом України.

Завдяки прийняттю зазначеної постанови замовники послуг із зберігання (закачування, відбору) природного газу, які є нерезидентами України, отримали можливість відстоювати свої права та інтереси у міжнародних арбітражах.

Разом з тим, за результатами аналізу застосування положень нормативно-правових актів НКРЕКП, було виявлено ряд питань, які потребували врегулювання для забезпечення надійного та ефективного функціонування ринку природного газу.

Також у зв'язку із надходженням до НКРЕКП оновлених даних щодо кандидатур посадових осіб операторів газорозподільних систем, відповідальних за моніторинг впровадження програм відповідності, виникла необхідність щодо актуалізації зазначеної інформації. З цією метою НКРЕКП було прийнято постанову від 24.10.2017 № 1289 «Про затвердження кандидатур посадових осіб операторів газорозподільних систем, відповідальних за моніторинг впровадження програми відповідності».

Крім того, з метою імплементації положень Кодексу мереж ЄС з питань балансування газу в газотранспортних системах (Регламент комісії (ЄС) № 312/2014 від 26.03.14) (далі – Регламент ЄС № 312), який є частиною стандартних правил роботи на європейських ринках природного газу, та впровадження добового балансування на ринку природного газу України постановою НКРЕКП від 27.12.2017 № 1437 було внесено зміни до Кодексу ГТС, Кодексу ГРМ, Кодексу газосховищ, Правил постачання природного газу, Типового договору транспортування природного газу, Типового договору розподілу природного газу, Типового договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, Типового договору постачання природного газу постачальником «останньої надії», зокрема у частині надання номінації/реномінації, здійснення алокації, врегулювання замовниками послуг транспортування небалансів, надання фінансового забезпечення оператору газотранспортної системи тощо.

Положення зазначеної постанови направлені на впровадження добового балансування на ринку природного газу, стимулювання постачальників самостійно врегульовувати власні небаланси, стимулювання розвитку оптового ринку газу, що значно збільшить привабливість українського газового ринку для енергетичних компаній та сприятиме швидкій інтеграції до європейського газового ринку.

Також вищезазначеною постановою було визначено порядок формування десятирічних Планів розвитку газотранспортної системи з метою забезпечення єдиного підходу формування, затвердження та виконання таких Планів розвитку.

Зазначені зміни також направлені на врегулювання відносин між суб'єктами ринку природного газу під час їх взаємодії в рамках функціонування інформаційної платформи оператора газотранспортної системи, що забезпечує рівні умови діяльності для всіх постачальників природного газу, а також передбачає чітку процедуру зміни постачальника споживачем, що в свою чергу робить ринок природного газу більш гнучким та створює ринкові механізми визначення ціни на природний газ.

### 3.1.3. Структура власності на ринку природного газу

*Оператор газотранспортної системи – ПАТ «Укртрансгаз»*

Засновником та одноосібним акціонером ПАТ «Укртрансгаз» є ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» (далі – НАК «Нафтогаз України»). ПАТ «Укртрансгаз» є правонаступником майнових і немайнових прав і обов'язків ДК «Укртрансгаз».

*Оператори газорозподільних систем*

За наявною станом на початок 2017 року інформацією<sup>58</sup>, частина акцій (часток, паїв) 26 операторів ГРМ знаходиться у власності держави<sup>59</sup>, з яких двоє операторів знаходяться у стовідсотковій власності, і один – з пакетом акцій більше 50 %. Лише у одного оператора ГРМ – ПАТ «Київгаз» – 28,5 % акцій (часток, паїв) знаходяться у комунальній власності. Решта акцій та акції інших операторів ГРМ знаходяться у власності інших юридичних та фізичних осіб (додаток 3.1.3).

### Газорозподільні системи



За наявною станом на кінець 2017 року інформацією, 68 % газорозподільних систем знаходились у державній власності, 17 % – у комунальній, 8 % – у власності операторів ГРМ та 7 % – власність інших суб'єктів господарювання (рис. 3.1.7).

Деталізовану інформацію щодо протяжності газорозподільних систем, які знаходились у державній, комунальній власності, власності операторів ГРМ та власності інших суб'єктів господарювання у 2017 році, наведено в додатку 3.1.4.

## 3.2. Регулювання суб'єктів природних монополій у нафтогазовій сфері

### 3.2.1. Відокремлення видів діяльності

#### Оператор газотранспортної системи

Положеннями статей 23 та 27 Закону встановлено вимоги до відокремлення і незалежності оператора ГТС.

Так, згідно з Законом оператором ГТС є юридична особа, яка не є складовою вертикально інтегрованої організації і здійснює свою господарську діяльність незалежно від діяльності з видобутку, розподілу, постачання природного газу, діяльності оптових продавців.

На виконання вимог Закону 01.07.2016 Кабінетом Міністрів України прийнято постанову № 496 «Про відокремлення діяльності з транспортування та зберігання (закачування, відбору) природного газу», якою затверджено план реструктуризації НАК «Нафтогаз України» з метою відокремлення діяльності з транспортування та зберігання (закачування, відбору) природного газу, а також обрано модель відокремлення діяльності з транспортування природного газу, передбачену статтею 23 Закону (відокремлення за правом власності), як модель відокремлення для оператора ГТС України, яка перебуває в державній власності та не підлягає приватизації.

Згідно із затвердженим планом реструктуризації передбачено, зокрема:

утворення ПАТ «Магістральні газопроводи України» (до 01 вересня 2016 року);

передача ПАТ «Магістральні газопроводи України» майна, що використовується для забезпечення транспортування природного газу та обліковується на балансі ПАТ «Укртрансгаз» (протягом 30 днів з дати набрання чинності остаточними рішеннями по суті арбітражних справ між

<sup>58</sup> Згідно з даними, розміщеними на веб-сайті агентства Smida <https://smida.gov.ua/>;

<sup>59</sup> З урахуванням акцій (часток, паїв) у власності НАК «Нафтогаз України», ФДМУ, тощо.

НАК «Нафтогаз України» та ВАТ «Газпром», що тривають при Арбітражному інституті Торговельної палати м. Стокгольма);

подання ПАТ «Магістральні газопроводи України» запиту до НКРЕКП на сертифікацію оператора ГТС (протягом 60 днів з дати набрання чинності остаточними рішеннями по суті арбітражних справ між НАК «Нафтогаз України» та ВАТ «Газпром», що тривають при Арбітражному інституті Торговельної палати м. Стокгольма).

У 2017 році Кабінет Міністрів України офіційно розпочав процедуру відбору міжнародних партнерів для спільного управління українською газотранспортною системою. Попередньо Міненерговугілля України були проведені консультації з іноземними операторами газотранспортних систем, які відповідають вимогам, визначеним частиною першою статті 21 Закону. На основі аналізу отриманої інформації будуть підготовлені умови конкурсу на залучення одного або декількох партнерів ГТС до ПАТ «Магістральні газопроводи України».

#### *Оператори газорозподільних систем*

Вимоги до відокремлення і незалежності оператора ГРМ визначені положеннями статті 39 Закону.

01.07.2015 відбулося юридичне відокремлення господарської діяльності з постачання природного газу від господарської діяльності з розподілу природного газу.

На сьогодні, взаємовідносини між юридично відокремленими суб'єктами ринку природного газу, що здійснюють діяльність з розподілу та постачання природного газу, та споживачами природного газу, що виникли з прийняттям Закону, врегульовані Типовим договором розподілу природного газу та договором постачання природного газу, який для постачання природного газу побутовим споживачам має відповідати Типовому договору постачання природного газу побутовим споживачам.

Станом на 31.12.2017 кількість суб'єктів господарювання, що мають ліцензію на розподіл природного газу, становила 46 суб'єктів господарювання, з яких п'ять суб'єктів господарювання, керуючись положеннями статті 39 Закону щодо можливості звільнення оператора газорозподільної системи, який має менше 100 000 підключених споживачів, від виконання вимог цієї статті, розпорядженням НКРЕКП від 17.08.2016 № 15-р було звільнено від виконання вимог зазначеної статті Закону.

Крім того, відповідно до положень статті 39 Закону оператор ГРМ розробляє і впроваджує програму відповідності. Ця програма повинна містити заходи для забезпечення безперешкодного виконання оператором ГРМ функцій, передбачених частиною першою статті 37 Закону, а також заходи щодо уникнення дискримінаційних дій та впливу на діяльність оператора ГРМ. Звіт про виконання програми відповідності щорічно подається Регулятору посадовою особою, відповідальною за моніторинг та впровадження програми відповідності, та розміщується на веб-сайті Регулятора. Кандидатура такої посадової особи затверджуються Регулятором.

Керуючись вищезазначеним, НКРЕКП у 2017 році було актуалізовано перелік кандидатур посадових осіб операторів газорозподільних систем, відповідальних за моніторинг упровадження програми відповідності, та прийнято постанову від 24.10.2017 № 1289 «Про затвердження кандидатур посадових осіб операторів газорозподільних систем, відповідальних за моніторинг впровадження програми відповідності».

На виконання вимог Закону операторами газорозподільних систем було надіслано на адресу НКРЕКП звіти про виконання програми відповідності, які після опрацювання були оприлюднені на офіційному веб-сайті НКРЕКП.

Крім того, НКРЕКП постійно здійснює моніторинг додержання операторами газорозподільних систем програм відповідності, зокрема протягом 2017 року було виявлено порушення вимог щодо відокремлення та незалежності оператора газорозподільної системи. Порушення було усунуто, дії оператора газорозподільних систем приведено у відповідність до вимог діючого законодавства.

### 3.2.2. Функціонування мереж

Основною складовою газотранспортної системи є мережа магістральних газопроводів та газопроводів-відгалужень, що являє собою єдиний технологічний комплекс, який працює в безперервному робочому режимі. Довжина газотранспортних мереж, які експлуатує оператор ГТС, складає близько 35 тис. км.



Рис. 3.2.1. Обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу оператора ГТС та операторів ГРМ за 2016 – 2017 роки, млрд м³

Парк газоперекачувальних агрегатів оператора ГТС налічує 702 одиниці, у тому числі з газотурбінним приводом – 448, з електроприводом – 158, газомотокомпресорів – 96, загальною потужністю 5440 МВт. Вони розміщені на 72 компресорних станціях, у складі яких знаходиться 108 компресорних цехів<sup>60</sup>.

Що стосується газорозподільних систем, які є на балансі (в обслуговуванні) операторів ГРМ, станом на кінець 2017 року їх протяжність складала 292 тис. км, з них високого тиску – 48 тис. км, середнього тиску – 120 тис. км, низького тиску – 124 тис. км.

Для забезпечення надійного та безпечного функціонування газорозподільної системи України відповідно до європейських стандартів необхідна повна модернізація газових мереж і обладнання, встановленого на них, що потребує залучення великих обсягів інвестицій.

Експлуатація застарілих мереж супроводжується високими виробничо-технологічними витратами та нормованими втратами газу в газорозподільних системах (далі – ВТВ). За наявною інформацією, обсяги ВТВ оператора ГТС та операторів ГРМ за 2017 рік становили 3,10 млрд м³, що на 20 % більше ніж у 2016 році (2,57 млрд м³).

У свою чергу обсяги ВТВ оператора ГТС (ПАТ «Укртрансгаз») у 2017 році збільшилися порівняно з попереднім роком на 32 %, що в основному, пов'язано зі збільшенням обсягів транзиту природного газу територією України. Разом з тим обсяги ВТВ операторів ГРМ за той самий період знизилися на 2 % (рис. 3.2.1).

### 3.2.3. Функціонування газосховищ

Сьогодні на ринку природного газу України функціонує 12 підземних сховищ газу, два з яких створені на базі водоносних структур, а решта – на базі виснажених газових родовищ, загальна активна місткість яких у 2017 році становила 31 млрд м³. Найбільшим газосховищем є ПСГ «Більче-Волиця» – 17,05 млрд м³ (55,09 % від загального максимального обсягу зберігання (проектна потужність)).

На кінець року зберігання, який тривав з 01 квітня 2016 року по 31 березня 2017 року, рівень заповнення газосховищ України становив 28 %. Максимальна (проектна) потужність закачування газу до газосховищ становила 252 млн м³/добу, а максимальна технічна (проектна) потужність відбору природного газу з газосховищ – 260 млн м³/добу.



Рис. 3.2.2. Обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу оператора газосховищ за 2016 – 2017 роки, млн м³

<sup>60</sup> <http://utg.ua/utg/gts/compressor-stations.html>

Потужності українських газосховищ дозволяють забезпечувати безперебійне постачання природного газу та його надійний транзит територією України до країн Європи, створювати довгострокові страхові запаси природного газу на випадок виникнення надзвичайних ситуацій.

Обсяги ВТВ оператора газосховищ (ПАТ «Укртрансгаз») у 2017 році зменшилися порівняно з попереднім роком на 10 % (рис. 3.2.2).

### 3.2.4. Тарифи на послуги транспортування природного газу

Постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2517 затверджено Методику визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, яка встановлює механізм формування тарифів на послуги транспортування природного газу від точки (точок) входу до точки (точок) виходу та параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання.

З 01.01.2016 НКРЕКП було прийнято рішення про застосування стимулюючого регулювання у сфері транспортування природного газу для ПАТ «Укртрансгаз» (постанова НКРЕКП від 29.12.2015 № 3156). Постановою НКРЕКП від 29.12.2015 № 3157 встановлено параметри регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей стимулюючого регулювання для ПАТ «Укртрансгаз» та постановою НКРЕКП від 29.12.2015 № 3158 встановлено тарифи для ПАТ «Укртрансгаз» на послуги транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу і точок виходу.

Тарифи на транспортування природного газу магістральними трубопроводами для точок входу і точок виходу, розташованих на державному кордоні України, та норми забезпечення витрат газу ПАТ «Укртрансгаз» на виробничо-технологічні витрати та нормативні втрати природного газу, які визначаються в натуральному виразі залежно від обсягів транспортування для точок виходу, наведено в додатку 3.2.1.

Постановою НКРЕ від 28.07.2011 № 1384 затверджено Порядок формування тарифів на послуги з транспортування, розподілу, постачання, закачування, зберігання та відбору природного газу.

Розрахунок тарифів на транспортування природного газу магістральними трубопроводами для оператора ГТС здійснюється відповідно до Методики розрахунку тарифів на послуги з транспортування природного газу магістральними трубопроводами<sup>61</sup>.

Механізм встановлення тарифів на послуги з транспортування природного газу, що діяв у 2017 році, передбачав встановлення єдиного загального тарифу на транспортування природного газу для всіх споживачів України, за винятком споживачів, які отримують природний газ безпосередньо з магістральних газопроводів. Загальний тариф на послуги з транспортування природного газу територією України встановлювався за принципом «поштової марки», тобто всі споживачі сплачують за транспортні послуги однакову вартість незалежно від відстані транспортування.

Тарифи на транспортування природного газу магістральними трубопроводами в межах території ліцензованої діяльності оператора ГРМ визначаються як різниця між розміром загального тарифу та тарифом, встановленим оператором ГРМ.

Тарифи на послуги з транспортування природного газу, що діяли протягом 2017 року, наведено в табл. 3.2.1.

<sup>61</sup> Постанова НКРЕ від 04.09.2002 № 984 «Про затвердження методики розрахунку тарифів на послуги з транспортування природного газу магістральними трубопроводами».

Таблиця 3.2.1. Тарифи на послуги з транспортування природного газу, що діяли протягом 2017 року

Показник	Тариф на транспортування природного газу (без ПДВ), грн за 1000 м <sup>3</sup>
Загальний тариф	732,7
Середньозважений тариф для ПАТ «Укртрансгаз»	219,0
Тариф для прямих споживачів	615,1

Структури тарифів на транспортування природного газу магістральними трубопроводами для ПАТ «Укртрансгаз», що діяли протягом 2017 року, наведено в додатку 3.2.1.1.

### 3.2.5. Тарифи на послуги розподілу природного газу



До набуття чинності Законом відповідно до наданих повноважень НКРЕКП встановлювала, зокрема, тарифи на послуги розподілу природного газу, розраховані відповідно до Методики розрахунку тарифів на транспортування та постачання природного газу для підприємств з газопостачання та газифікації<sup>62</sup>, яка передбачала формування тарифів на основі фізичних обсягів розподілу природного газу (далі – стара методика).

З 01.10.2015 введено в дію Закон, який визначає правові засади функціонування ринку природного газу України, заснованого на принципах вільної конкуренції, належного захисту прав споживачів та безпеки постачання

природного газу, а також здатного до інтеграції з ринками природного газу держав – сторін Енергетичного Співтовариства.

Законом передбачено здійснення оплати вартості послуг оператора ГТС та оператора ГРМ споживачем як плати за потужність.

З метою адаптації до вимог законодавства ЄС, з урахуванням практики тарифоутворення країн ЄС та на виконання вимог Закону НКРЕКП було розроблено та прийнято Методику визначення та розрахунку тарифів на послуги розподілу природного газу<sup>63</sup> на основі потужності.

НКРЕКП з метою підвищення рівня професійної комунікації, обміну досвідом та фаховими думками проведено серію «Професійних публічних дискусій».

Протягом червня – липня 2017 року обговорювались актуальні питання на ринку природного газу, кращі світові практики тарифоутворення, а також питання прозорості діяльності НКРЕКП та державного контролю з її боку. У дискусіях брали участь Європейські та світові організації, суб'єкти ринку природного газу, споживачі, громадські об'єднання та організації та інші зацікавлені сторони.

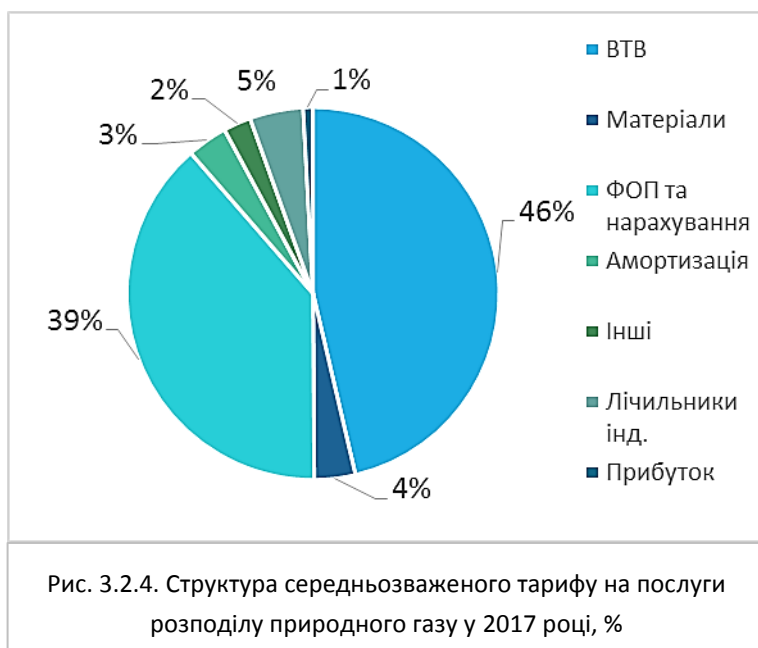
Під час професійних дискусій було розглянуто:

- прозорість діяльності НКРЕКП;

<sup>62</sup> Постанова НКРЕ від 04.09.2002 № 983.

<sup>63</sup> Постанова НКРЕКП від 25.02.2016 № 236.

- огляд основних сервісів та доступу до основної важливої інформації на офіційному веб-сайті НКРЕКП;
- процедуру проведення відкритого обговорення проектів рішень НКРЕКП відповідно до прийнятого 30.06.2017 Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
- заходи державного контролю за діяльністю ліцензіатів НКРЕКП;
- ключові принципи тарифоутворення для розподільних мереж;
- неупереджений огляд кращих світових практик тарифоутворення у сфері розподілу природного газу (на основі звітів європейських регулюючих органів та консультантів Європейської Комісії);
- основні підходи до формування тарифів;
- методологію формування діючих тарифів та її відповідність кращим світовим принципам тарифоутворення;
- проблемні питання у сфері розподілу природного газу, пов'язані з недосконалістю діючої системи тарифоутворення;
- можливі варіанти методології розрахунку тарифів на послуги розподілу природного газу, їх позитивні та негативні сторони в умовах сьогодення;
- пропозиції до вирішення проблем діючої системи тарифоутворення та запровадження нової методології на основі потужності;
- інші актуальні питання.



Усі проведені дискусії супроводжувались інформаційними матеріалами, а також онлайн-трансляціями, які зберігаються у відкритому доступі.

За результатами проведених публічних обговорень було визначено, що принцип потужності у тарифоутворенні на послуги розподілу природного газу є ключовим фактором для продовження лібералізації ринку природного газу в Україні, а саме впровадження ринкових механізмів у роздрібному ринку сегменту побутових споживачів. У той же час було вирішено, що ініціативи щодо захисту споживачів і проведення активної роз'яснювальної роботи є

необхідними заходами, що повинні супроводжувати реформи.

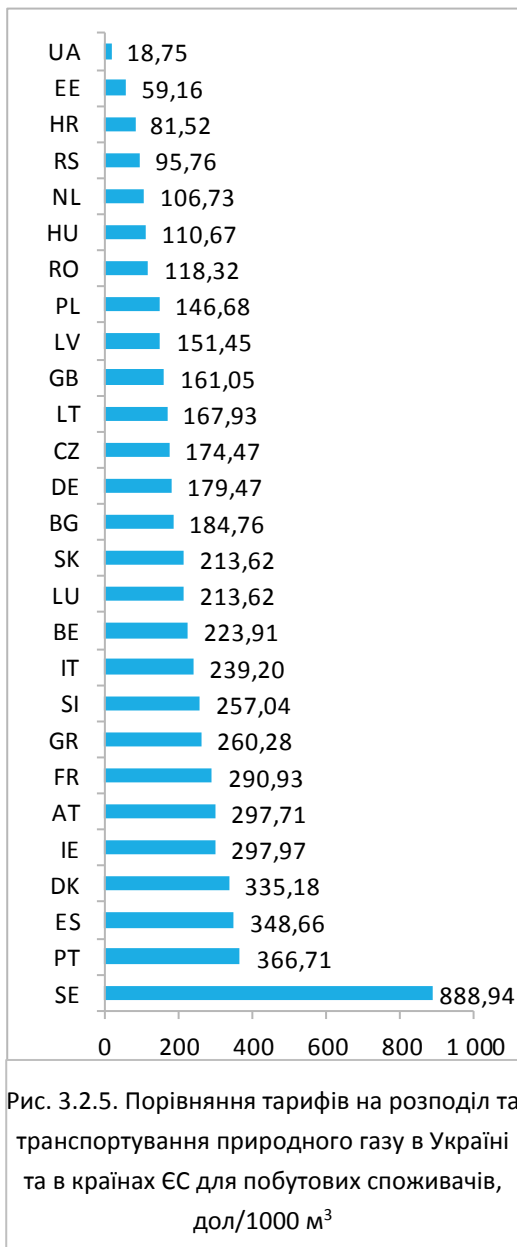
«Професійні публічні дискусії» показали значний ефект у підвищенні комунікації та рівня діалогу з фаховою спільнотою. Зважаючи на позитивний відгук з боку учасників, НКРЕКП буде продовжувати розширений діалог, а також інформування всіх зацікавлених сторін щодо нагальних питань у сферах енергетики та комунальних послуг.

#### Напрацювання нового проекту Методології з розподілу природного газу

З метою виконання вимог законодавства України, створення умов для лібералізації ринку природного газу, встановлення тарифів на послуги розподілу природного газу на економічно-обґрунтованому рівні для операторів газорозподільних систем та задля забезпечення:

- надійного та безперебійного розподілу та постачання необхідних обсягів природного газу споживачам;
- належного технічного стану газорозподільних систем;





- додержання встановлених технічних норм та стандартів безпеки, якості обслуговування споживачів, якості робіт з технічного обслуговування газорозподільних систем та їх складових;
- належного рівня заробітної плати працівників газорозподільних підприємств;
- вчасної перевірки засобів обліку природного газу у побутових споживачів;
- відрахування плати за надане в експлуатацію майно, що належить державі;
- поступового розкриття ринку природного газу,

НКРЕКП було опрацьовано кілька підходів до тарифоутворення на послуги розподілу природного газу з урахуванням раніше проведених публічних професійних консультацій та проаналізовано відповідність принципам регулювання CEER.

З метою забезпечення наведених вище умов та відповідності європейському законодавству НКРЕКП було проведено консультації з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства:

- у форматі skype-зв'язку 24 січня 2018 року були обговорені ключові варіанти розв'язання проблем, їх переваги та недоліки;
- направлено розроблений проект Тимчасової методики до Секретаріату Енергетичного Співтовариства для розгляду та отримання коментарів;
- отримано висновок та пропозиції Секретаріату Енергетичного Співтовариства, що повністю враховані НКРЕКП у пропонованому до схвалення проекті.

НКРЕКП розроблено проект постанови «Про затвердження Тимчасової методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу» (далі – Проект, Тимчасова методика), що передбачає формування:

- 1) тарифів на послуги розподілу природного газу для операторів ГРМ як плати за фізичні обсяги розподілу природного газу на обмежений період – до 01 квітня 2019 року;
- 2) необхідного доходу (планованої тарифної виручки) операторів ГРМ на основі тарифної системи «cost+»;
- 3) переліку витрат, які враховуються при розрахунку тарифу, зокрема:
  - витрат, пов'язаних із оплатою оператору газотранспортної системи обсягу замовленої потужності в точках виходу з газотранспортної системи;
  - витрат на оплату праці, які враховуються у тарифах на послуги розподілу природного газу, з урахуванням приведення середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника ліцензіата до рівня середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості, прогнозованого річного індексу зростання номінальної заробітної плати, індексу споживчих цін, коефіцієнта, що застосовується НКРЕКП на визначений період з метою обмеження зростання витрат на оплату праці з урахуванням стану економіки держави в умовах фінансово-економічної кризи;

- витрат, пов'язаних з орендою/експлуатацією газорозподільних систем, власником яких є держава.

Наступним кроком, спрямованим на виконання вимог Закону, стало прийняття рішення НКРЕКП<sup>64</sup> про встановлення тарифів на послуги розподілу природного газу для газорозподільних підприємств на основі потужності відповідно до Методики.

У подальшому, урахувавши звернення споживачів, Прем'єр-міністра України Гройсмана В. Б. та Президента України Порошенка П. О., НКРЕКП 10.04.2017 було прийнято рішення<sup>65</sup> про скасування попередніх рішень про встановлення тарифів на послуги розподілу природного газу як плати за потужність.

Таким чином, протягом 2017 року діяв загальний тариф на транспортування природного газу та тарифи на послуги розподілу природного газу, які були визначені з 01.01.2017 як оплата за фізичні обсяги розподілу та розраховані на підставі старої методики.

Інформацію щодо тарифів на послуги транспортування та розподілу природного газу, що діяли протягом 2017 року наведено в додатку 3.2.2. Структуру середньозваженого тарифу на послуги розподілу природного газу у 2017 році наведено на рис. 3.2.4. Порівняння тарифів на розподіл та транспортування в Україні та в країнах ЄС наведено для побутових споживачів станом на вересень 2017 року на рис. 3.2.5<sup>66</sup>.

### 3.2.6. Тарифи на послуги закачування, зберігання та відбору природного газу з газосховищ



Розрахунок тарифів на зберігання природного газу для оператора газосховищ здійснюється відповідно до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу<sup>67</sup>.

Протягом 2017 року діяли такі рівні тарифів на закачування, зберігання та відбір природного газу в підземних сховищах для ПАТ «Укртрансгаз», без урахування ПДВ<sup>68</sup>:

тариф на закачування природного газу – у розмірі 32,90 грн за 1000 м<sup>3</sup>;

тариф на зберігання природного газу – у розмірі 46,20 грн за 1000 м<sup>3</sup>;

тариф на відбір природного газу – у розмірі 32,90 грн за 1000 м<sup>3</sup>.

Структуру діючого тарифу (планованої тарифної виручки) із закачування, зберігання та відбору природного газу наведено на рис. 3.2.6.

<sup>64</sup> Постанови НКРЕКП від 28.03.2017 №№ 349 – 392.

<sup>65</sup> Постанова НКРЕКП від 10.04.2017 № 494.

<sup>66</sup> <https://www.energypriceindex.com/latest-update>

<sup>67</sup> Постанова НКРЕП від 13.06.2016 № 1131 «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу».

<sup>68</sup> Постанова НКРЕ від 26.06.2013 № 741 «Про встановлення тарифів на закачування, зберігання та відбір природного газу для ПАТ «Укртрансгаз».

### 3.2.7. Тарифи на транспортування нафти, нафтопродуктів, аміаку

#### магістральними газопроводами

Розрахунок тарифів на транспортування нафти магістральними трубопроводами для нафтотранспортних підприємств здійснювався відповідно до Методики розрахунку тарифів за надані послуги з транспортування нафти територією України магістральними нафтопроводами, перевалки та наливу нафти.<sup>69</sup> Протягом 2017 року діяли тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами ПАТ «Укртранснафта», встановлені постановою НКРЕКП від 23.12.2016 № 2362 (для 18 маршрутів транспортування нафти магістральними трубопроводами).

Тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами для споживачів України, що діяли протягом 2017 року, наведено в додатку 3.2.3.

Діючі тарифи на транспортування нафтопродуктів магістральними трубопроводами для ДП «ПрикарпатЗахідтранс» встановлені постановою НКРЕ від 09.07.2010 № 809. Усього встановлено тарифи для трьох маршрутів транспортування нафтопродуктів магістральними трубопроводами для споживачів України. Протягом 2017 року тарифи на транспортування нафтопродуктів магістральними трубопроводами не змінювались (табл. 3.2.2).

Таблиця 3.2.2. Тарифи на транспортування нафтопродуктів магістральними трубопроводами ДП «ПрикарпатЗахідтранс» для споживачів України, що діяли протягом 2017 року

№ з/п	Маршрут транспортування нафти магістральними трубопроводами	Тариф, грн за 1 т (без ПДВ)
1	Держкордон України – Новоград-Волинський НП, НБ	24,40
2	Держкордон України – ЛВДС-5С, АНП	39,70
3	Держкордон України – Мукачево НБ	87,20

У 2017 році НКРЕКП було прийнято Порядок формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами<sup>70</sup>, яким передбачається застосування нових принципів та підходів при формуванні тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів, що полягають у розподіленні витрат підприємства за сегментами діяльності – транзит нафти (нафтопродуктів) та транспортування для споживачів України. Це дозволить уникнути перерозподілу витрат із внутрішніх на транзитні напрямки транспортування на основі вантажообігу та надасть можливість формувати реальну собівартість та встановлювати тарифи по внутрішніх маршрутах транспортування, що забезпечать покриття обґрунтованих витрат.

Розрахунок тарифів на транспортування аміаку магістральними трубопроводами здійснюється відповідно до Порядку формування тарифів на транспортування аміаку магістральними трубопроводами<sup>71</sup>.

Діючі тарифи на транспортування аміаку магістральними трубопроводами для УДП «Укрхімтрансаміак» встановлені постановою НКРЕ від 30.07.2009 № 897 (для 26 маршрутів транспортування аміаку магістральними трубопроводами для споживачів України). Протягом 2017 року тарифи на транспортування рідкого аміаку магістральними трубопроводами не змінювались (додаток 3.2.4).

### 3.2.8. Приєднання споживачів до газових мереж

Згідно з положеннями частини дев'ятої статті 19 Закону технічні та комерційні умови приєднання до газотранспортної або газорозподільної системи визначаються в Кодексі ГТС або Кодексі ГРМ.

<sup>69</sup> Постанова НКРЕ від 30.07.1999 № 993 «Методики розрахунку тарифів за надані послуги з транспортування нафти територією України магістральними нафтопроводами, перевалки та наливу нафти» (втратила чинність);

<sup>70</sup> Постанова НКРЕКП від 25.05.2017 № 690;

<sup>71</sup> Постанова НКРЕКП від 18.06.2015 № 1786 «Порядок формування тарифів на транспортування аміаку магістральними трубопроводами».

Відповідно до частини другої статті 19 Закону оператор ГТС та оператор ГРМ зобов'язані за зверненням суб'єкта ринку природного газу (замовника) забезпечити йому доступ до газотранспортної або газорозподільної системи.

Згідно з положеннями частини дев'ятої статті 19 Закону приєднання об'єкта замовника до газотранспортної або газорозподільної системи здійснюється в такому порядку:

- отримання дозволу оператора газотранспортної або газорозподільної системи на приєднання;
- отримання замовником або проектувальником вихідних даних;
- розроблення проектної документації та проведення у випадках, передбачених законодавством, її експертизи;
- затвердження проектної документації;
- виконання підготовчих та будівельних робіт;
- підключення об'єкта до газотранспортної або газорозподільної системи;
- прийняття в експлуатацію закінченого будівництвом об'єкта;
- реєстрація права власності на об'єкт будівництва.

Проектування та будівництво об'єктів газотранспортної або газорозподільної системи здійснюються відповідно до законодавства у сфері містобудівної діяльності, а також технічних умов приєднання, передбачених Кодексом ГТС або Кодексом ГРМ.

Замовник має право на власний розсуд обирати виконавця проектних та будівельних робіт з приєднання серед суб'єктів господарювання, які мають право на здійснення відповідного виду діяльності згідно з вимогами законодавства. При цьому витрати замовника, пов'язані з виконанням проектних та будівельних робіт, не включаються до складу плати за приєднання до газотранспортної або газорозподільної системи, що дає можливість зменшити витрати, які необхідні для створення мереж зовнішнього та внутрішнього газопостачання.

На сьогодні технічні та комерційні умови приєднання до газорозподільної системи визначаються в Кодексі ГРМ.

Якщо при наданні послуг з приєднання відстань по прямій лінії від місця забезпечення потужності до місця приєднання замовника не перевищує 25 метрів для сільської та 10 метрів для міської місцевості для об'єктів газоспоживання потужністю до 16 м<sup>3</sup> на годину, то таке приєднання визначається як стандартне. Особливості приєднання, які відповідають вимогам стандартного приєднання, визначаються розділом V Кодексу ГРМ.

Решта приєднань, які не відповідають вимогам стандартного приєднання до газорозподільних систем, визначаються як нестандартні та здійснюються у відповідності до вимог положень розділу V Кодексу ГРМ для нестандартного приєднання.

Плата за приєднання до газотранспортної або газорозподільної системи визначається згідно з договором між замовником і оператором газотранспортної або газорозподільної системи на підставі методології<sup>72</sup>, затвердженої Регулятором.

Методологія визначення плати за приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем визначає типи приєднання з урахуванням особливостей приєднання у різних випадках та основні вимоги та умови розрахунку плати за приєднання об'єктів замовників до газотранспортної або газорозподільної системи.

У 2017 році на сайті Регулятора було запроваджено калькулятор приєднання до газорозподільних систем, який інформує споживачів про вартість надання послуги з приєднання до газорозподільних систем, що є стандартним, про ліцензіата, який може здійснити відповідні роботи на території провадження господарської діяльності з розподілу природного газу, терміни виконання робіт при наданні послуги з приєднання, що є стандартним, а також про відповідальність за невчасне виконання зазначених робіт (рис. 3.2.7). Крім цього, скористатись калькулятором з приєднання можна за посиланням: [http://www.nerc.gov.ua/?calc\\_all=ok](http://www.nerc.gov.ua/?calc_all=ok).

<sup>72</sup> Затверджена постановою НКРЕКП від 24.12.2015 № 3054.

Даний калькулятор визначає розмір плати за приєднання, що є стандартним (вартість послуги Оператора ГРМ з приєднання об'єкта замовника), яка передбачається в проекті Договору на приєднання до газорозподільної системи (для приєднання, що є стандартним).

Приєднання, що є стандартним - приєднання до газорозподільної системи Оператора ГРМ об'єкта замовника потужністю до 16 метрів кубічних на годину включно на відстань, що не перевищує 25 метрів для сільської та 10 метрів для міської місцевості по прямій лінії від місця забезпечення потужності до межі земельної ділянки замовника.

Регіон, область

Київська область

Місцевість

Міська місцевість, смт

Сільська місцевість

Потужність, замовлена до приєднання

Введіть числове значення до 16

Приєднання потужності більше 16 м<sup>3</sup>/год не є стандартним



Природний газ

Розрахувати

Величина плати за приєднання, що є стандартним, до газорозподільних мереж		
Вартість з приєднання складатиме	0 тис.грн	у т. ч. ПДВ 0 тис.грн
Орієнтовний типорозмір лічильника газу, який буде використовуватися для обліку природного газу на об'єкті, що приєднується до газорозподільної системи		

Строк надання послуги: до 3 календарних місяців з дати оплати послуги.

За домовленістю сторін в договорі на приєднання може бути визначений більший або менший строк виконання зазначених заходів.

У разі порушення умов договору на приєднання до газорозподільної системи (крім тимчасово окупованої території України та територій проведення антитерористичної операції) просимо письмово інформувати НКРЕКП за адресою:

03057 м. Київ, вул. Смоленська, 19 або електронною адресою box@necr.gov.ua з наданням підтверджуючих документів.

Рис. 3.2.7. Калькулятор визначення розміру плати за приєднання, що є стандартним (вартість послуги оператора ГРМ з приєднання об'єкта замовника)

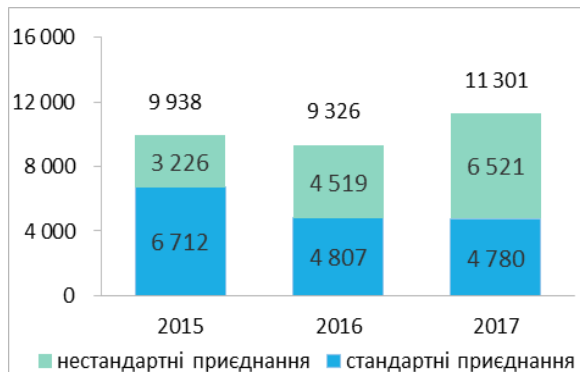


Рис. 3.2.8. Динаміка кількості нових приєднань до газорозподільних систем протягом 2015 – 2017 років

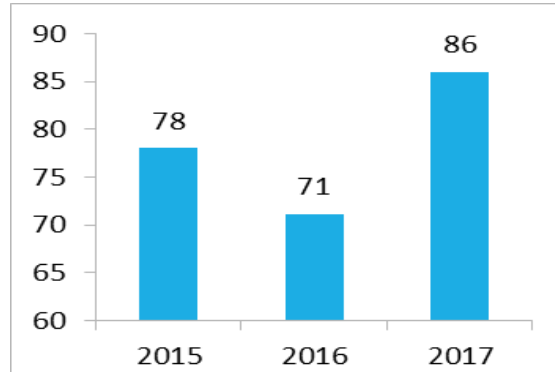


Рис. 3.2.9. Динаміка тривалості стандартних приєднань споживачів протягом 2015 – 2017 років, днів

Відповідно до наявної інформації, станом на кінець 2017 року кількість приєднаних споживачів до газорозподільних систем складала 12,4 млн. Упродовж 2017 року з заявами до операторів ГРМ на надання послуги з приєднання до газорозподільних систем<sup>73</sup> звернулося 15 508 замовників, з яких 13 538 – побутові та 1 970 – непобутові.

За даними операторів ГРМ, у 2017 році фактично було здійснено 11 031 нових приєднань, що на 21 % більше порівняно з 2016 роком (9 326). Водночас у 2016 році кількість нових приєднань зменшилась на 6 % у порівнянні з 2015 роком (рис. 3.2.8). При чому найбільшу кількість приєднань було здійснено побутовими споживачами – 10 147, з яких стандартне приєднання складає 45 %, а кількість нових приєднань серед непобутових споживачів становила 884, з яких нестандартне приєднання складає 76 %.

<sup>73</sup> Без урахування даних ПАТ «Київгаз»

Динаміку кількості нових приєднань до газорозподільних систем протягом останніх трьох років у розрізі кожної області наведено у додатку 3.2.5. Протягом 2015 – 2017 років найбільшу кількість нових приєднань до газорозподільних систем серед усіх областей України було здійснено в Київській області та в місті Києві – 1 558 та 497 відповідно. З усіх приєднань, здійснених у 2017 році, 4 786 було визначено як стандартні та 6 246 – як нестандартні.

Середня тривалість стандартного приєднання побутових споживачів до газорозподільних систем у 2017 році склала 85 днів. Водночас середня тривалість стандартного приєднання для непобутових споживачів протягом 2017 року склала 93 дні. У цілому по всіх категоріях споживачів середня тривалість стандартного приєднання у 2017 році збільшилась на 15 днів у порівнянні з 2016 роком та становила 86 днів (рис. 3.2.9).

У 2017 році кількість приєднаних споживачів до магістральних мереж ПАТ «Укртрансгаз» (далі – прямі споживачі) складала 173, що на 18 менше ніж у попередньому році. Протягом 2017 року ПАТ «Укртрансгаз» було здійснено 2 нові приєднання газовидобувних підприємств (у 2016 році – 1 приєднання, у 2015 – 6 приєднань), середня тривалість приєднання яких складала 254 дні.

### 3.2.9. Інвестиції в розвиток мереж

Відповідно до Закону з метою забезпечення безпеки, надійності, регулярності та якості постачання природного газу газорозподільною (газотранспортною) системою та з урахуванням законодавства з питань охорони довкілля та енергоефективності операторам газорозподільної (газотранспортної) системи з 2016 року затверджуються плани розвитку на наступні 10 років, які складаються з:

- інвестиційної програми на перший планований рік десятирічного плану розвитку із зазначенням заходів за рахунок підтверджених інвестицій;
- плану заходів на другий – третій плановані роки десятирічного плану розвитку за рахунок підтверджених та нових інвестицій;
- плану заходів на четвертий – десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для його виконання.

Інвестиційна програма – план використання коштів для підвищення рівня надійності та економічності роботи основних фондів, який містить комплекс зобов'язань ліцензіата на період її виконання щодо розвитку підприємства, покращення показників якості надання послуг споживачам з відповідними розрахунками та обґрунтуваннями, що підтверджують доцільність здійснення інвестиційної діяльності, джерела її фінансування та графік виконання. Цільовими напрямками інвестиційної програми газорозподільної (газотранспортної) системи є роботи з капітального ремонту, реконструкції та модернізації магістральних (розподільних) газопроводів та споруд на них, транспортні засоби спеціального призначення, заходи, спрямовані на зниження виробничо-технологічних витрат та понаднормованих витрат природного газу, та придбання сучасних приладів діагностики й обстеження та впровадження систем протиаварійного захисту систем газопостачання.

Десятирічний план розвитку газорозподільної (газотранспортної) системи визначає основні об'єкти газової інфраструктури, будівництво або реконструкція яких є доцільною в наступні десять років, перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом наступних трьох років, планові джерела їх інвестування та строки реалізації всіх інвестиційних проектів.

Порядок формування планів розвитку газорозподільних систем на наступні 10 років визначається Кодексом ГРМ, а газотранспортної системи – Кодексом ГТС.

Розвиток газорозподільної (газотранспортної) системи провадиться з урахуванням розвитку адміністративної території, на якій знаходиться ця система, поточної та майбутньої потреби в природному газі та довготривалої працездатності газорозподільної (газотранспортної) системи.

Оператор ГТС розробляє план розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років на підставі даних про фактичні та прогнозні показники попиту і пропозиції на послуги з транспортування природного газу. План розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років має забезпечувати відповідність газотранспортної системи потребам ринку природного газу та інтересам безпеки постачання природного газу. При розробці плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років оператор ГТС зобов'язаний враховувати можливі зміни обсягів видобутку, купівлі-продажу, постачання, споживання природного газу (у тому числі обсягів транскордонної торгівлі природним газом), а також плани розвитку газотранспортних систем сусідніх держав, газорозподільних систем, газосховищ та установки LNG. Плануючи розвиток газорозподільної системи, оператор ГРМ здійснює дослідження потреби ринку в новій газорозподільній інфраструктурі. При підготовці десятирічного плану розвитку газорозподільної системи оператор ГРМ робить обґрунтовані припущення стосовно росту обсягів споживання природного газу.

Для операторів ГРМ затверджені Плани розвитку газорозподільних систем на 2017 –2026 роки на загальну суму 17 млрд грн (без ПДВ), у тому числі I розділи Планів розвитку – інвестиційні програми на 2017 рік на загальну плановану суму фінансування близько 0,955 млрд грн (без ПДВ) за рахунок наявних тарифних джерел.

При цьому основними заходами інвестиційних програм на 2017 рік операторів ГРМ є такі заходи:

- 349 км газових мереж (заміна, реконструкція, капітальний ремонт);
- 373 од ГРП (заміна, реконструкція, капітальний ремонт);
- 855 од ШРП (заміна, реконструкція);
- 7783 од регуляторного обладнання (заміна, реконструкція);
- 312962 од індивідуальних лічильників газу населенню;
- 434 од відключаючих пристроїв (заміна);
- 749 од ЕХЗ (заміна, реконструкція).

Для оператора ГТС та оператора газосховищ (ПАТ «Укртрансгаз») Плани розвитку газотранспортної системи на 2017 – 2026 роки та Плани розвитку газосховищ на 2017 – 2026 роки не були затверджені.

### 3.2.10. Облік природного газу

Відповідно до положень статті 2 Закону України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» (зі змінами від 21.12.2017) постачання природного газу для населення, що проживає у квартирах та приватних будинках, здійснюється за умови його комерційного обліку.

При цьому згідно з положеннями частини першої статті 6 зазначеного Закону суб'єкти господарювання, що здійснюють розподіл природного газу на відповідній території, зобов'язані забезпечити встановлення лічильників газу:

- комплексно, у тому числі для опалення – до 01 січня 2012 року;
- для підігріву води та приготування їжі – до 01 січня 2016 року;
- тільки для приготування їжі – до 01 січня 2021 року.

Фінансування робіт з оснащення лічильниками газу населення здійснюється за рахунок:

- коштів операторів ГРМ на відповідній території;
- коштів відповідного бюджету, крім коштів місцевих бюджетів;
- інших джерел, не заборонених законодавством.

Виконавцями робіт із встановлення лічильників газу є оператори ГРМ або інші суб'єкти господарювання, які отримали відповідні дозволи для виконання робіт із встановлення вузлів обліку природного газу.

У разі невстановлення населенню лічильників газу в термін до 01.01.2021 з вини операторів ГРМ на відповідній території припинення розподілу природного газу таким споживачам забороняється, а його облік до моменту встановлення лічильників газу здійснюється за нормами споживання, встановленими Кабінетом Міністрів України (положення частини першої статті 6 Закону України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» (зі змінами від 21.12.2017)).

Станом на 01.01.2018, за даними операторів ГРМ, близько 1,4 млн абонентів, які використовують природний газ для приготування їжі, залишаються без обліку.

Інформацію щодо оснащення лічильниками газу населення станом на 01.01.2018 наведено нижче (рис. 3.2.10).



Крім того, впровадження ефективних методів обліку енергетичних ресурсів з використанням сучасних технологій є пріоритетним напрямом роботи НКРЕКП.

Кодексом ГРМ передбачено, що власники комерційних вузлів обліку природного газу (крім комерційних вузлів обліку, які використовуються в побуті) повинні забезпечити облаштування власних комерційних вузлів обліку засобами дистанційної передачі даних починаючи з 27.11.2015:

- річний обсяг обліку природного газу яких перевищує 3 млн м<sup>3</sup> – протягом півроку;
- річний обсяг обліку природного газу яких від 1 млн м<sup>3</sup> до 3 млн м<sup>3</sup> – протягом одного року;
- річний обсяг обліку природного газу яких від 100 тис. м<sup>3</sup> до 1 млн м<sup>3</sup> – протягом одного року та шести місяців;
- річний обсяг обліку природного газу яких від 10 тис. м<sup>3</sup> до 100 тис. м<sup>3</sup> – протягом двох років;
- річний обсяг обліку природного газу яких менше 10 тис. м<sup>3</sup> – протягом двох років та шести місяців.

### 3.2.11. Транскордонні питання

Потужність транскордонних газопроводів використовується з метою транспортування (транзиту) природного газу територією України до сусідніх країн та для забезпечення надійного постачання природного газу в Україну. У 2017 році 59 замовників послуг транспортування замовляли та використовували потужність точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях України, що майже в 2 рази більше ніж у попередньому році (32 замовники). У цілому за три останні роки кількість замовників послуг, які використовували потужність точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, зросла більше ніж в 4 рази (рис. 3.2.11)<sup>74</sup>.

<sup>74</sup> Точки входу на міждержавних з'єднаннях з фізичним напрямом потоку природного газу країни ЄС – Україна.



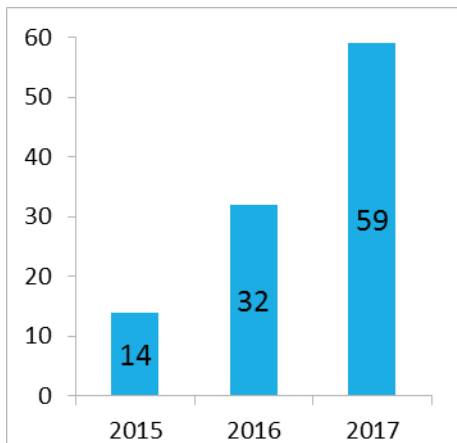


Рис. 3.2.11. Кількість замовників послуг транспортування, які користувались потужністю на міждержавних з'єднаннях

Протягом 2017 року експорт природного газу з України не здійснювався. Обсяги транзиту територією України у 2017 році збільшились на 14 % (порівняно з 2016 роком) та на 50 % порівняно з 2014 роком, у якому відбулось його падіння на 27,8 % порівняно з 2013 роком. Протягом 2014 – 2016 років відбулось суттєве зниження обсягів імпорту природного газу (у 2016 році – 40 % від обсягів 2013 року), що пов'язано зі скороченням споживання природного газу споживачами України (рис. 3.2.12). Проте у 2017 році незважаючи на продовження тенденції до скорочення споживання, імпорт в Україні зріс на 27 % порівняно з 2016 роком.

Більша частина потужності міждержавних з'єднань газотранспортної системи України використовується для транзиту природного газу в Європу. Відповідно до інформації, наведеної на рис. 3.2.13, у 2017 році найбільший обсяг природного газу транспортувався через фізичні точки міждержавного з'єднання Росія – Україна та Україна – Словаччина («ГВС Ужгород») – 256 та 147 млн м<sup>3</sup> на добу відповідно. Збільшення обсягів імпорту природного газу було забезпечено в основному за рахунок використання потужності на міждержавному з'єднанні Угорщина – Україна (майже втричі більше ніж у 2016 році). По інших міждержавних з'єднаннях також спостерігається збільшення розмірів середньої використаної потужності, окрім Молдови



Рис. 3.2.12. Обсяги імпорту, транзиту та транспортування природного газу за 2013 – 2017 роки, млрд м<sup>3</sup>

використаної потужності, окрім Молдови (на 8 % менше ніж у 2016 році).

(на 8 % менше ніж у 2016 році).

Транскордонні газопроводи з Росії та Білорусії використовуються, зокрема, для транспортування (транзиту) російського газу, а транскордонні газопроводи в точках «Будінце» (Словаччина – Україна), «Берегдароц» (Угорщина – Україна), «Германовичі» (Польща – Україна) – для імпорту природного газу з Європи. За даними ПАТ «Укртрансгаз», сукупна технічна потужність зазначених транскордонних газопроводів у 2017 році становила 838,4 та 63,9<sup>75</sup> млн м<sup>3</sup>/добу відповідно. З напрямку Росії максимальний рівень використання технічної потужності становив

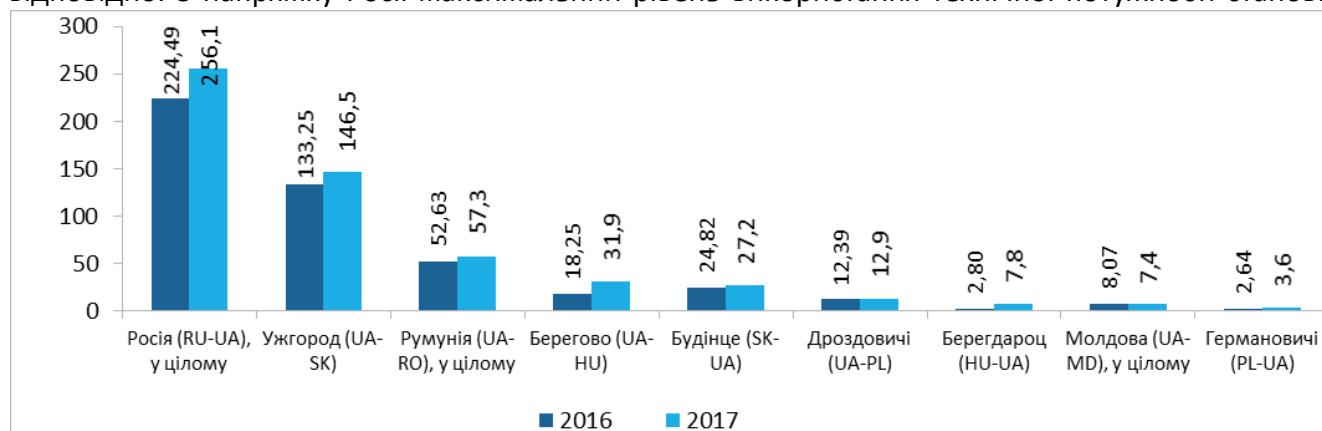
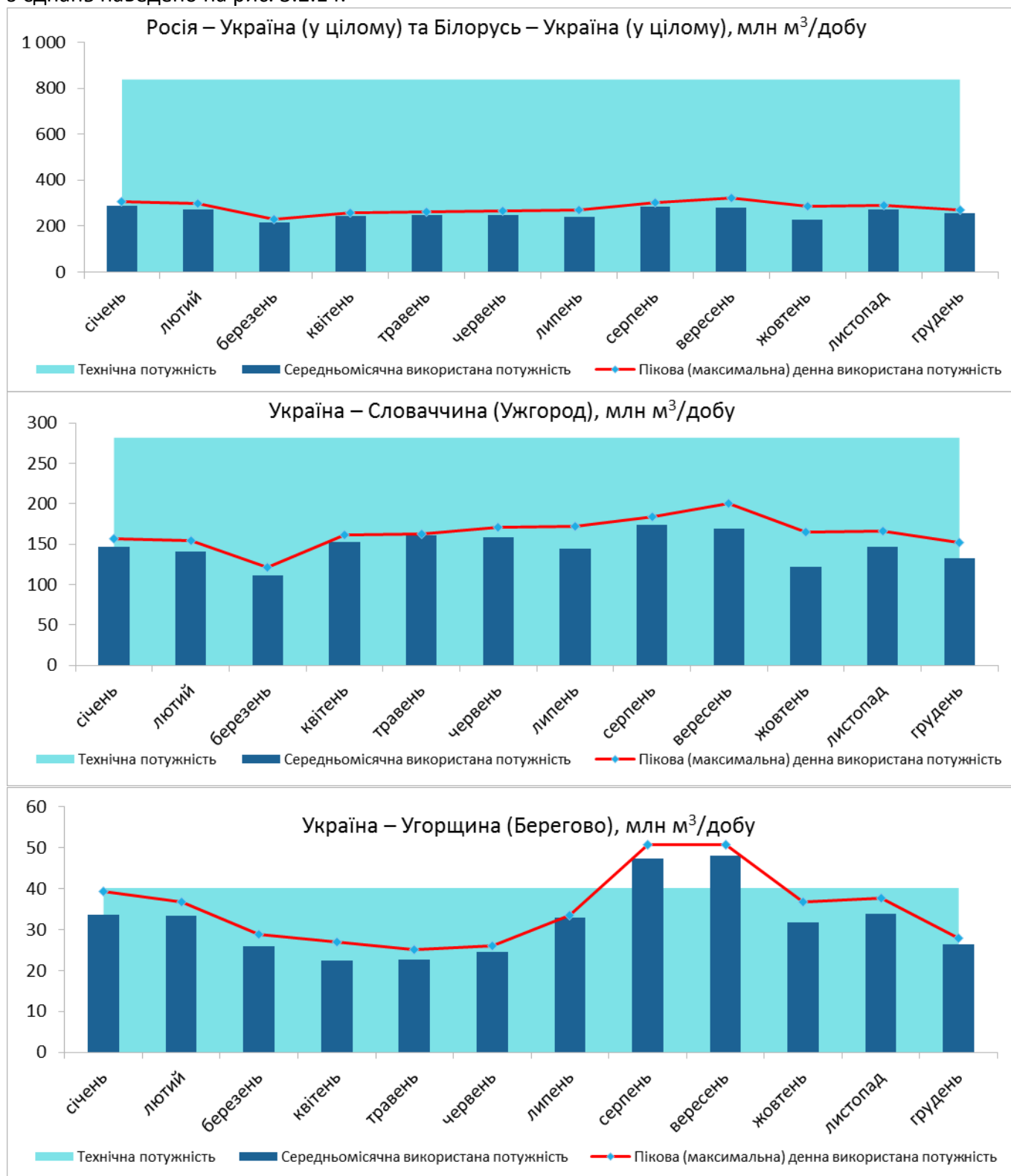
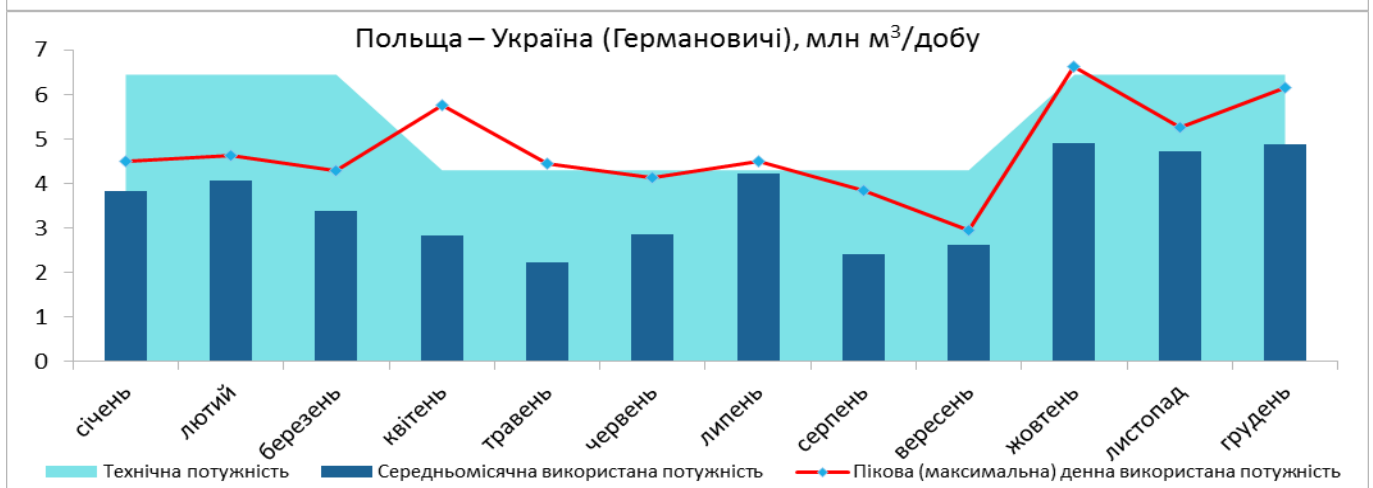
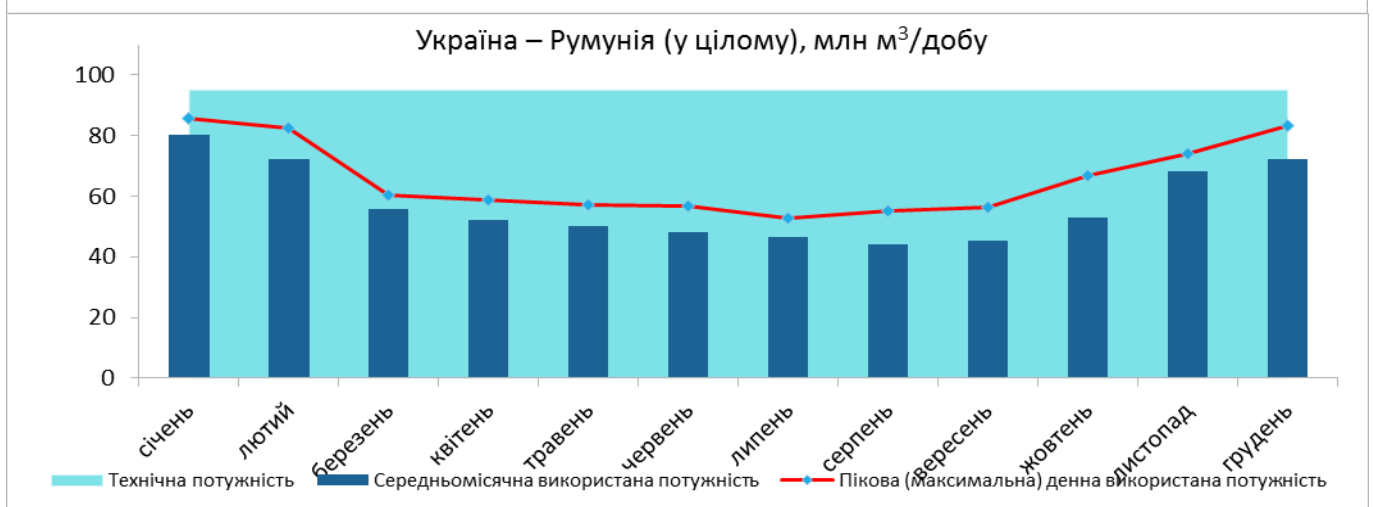
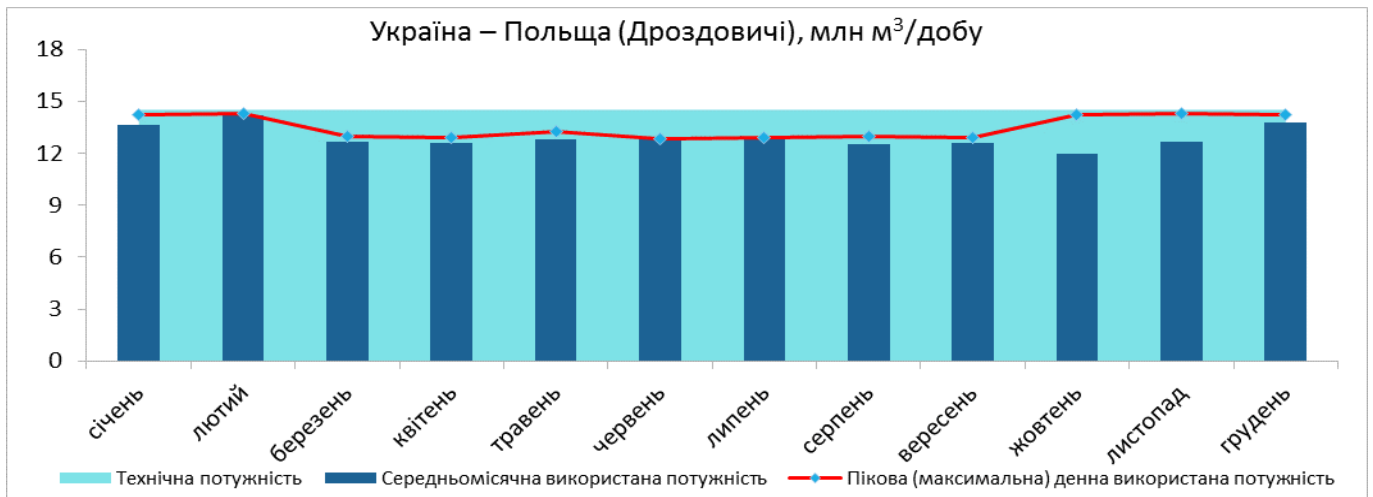


Рис. 3.2.13. Розмір середньої використаної потужності за 2016 – 2017 роки на міждержавних з'єднаннях України, млн м<sup>3</sup>/добу

<sup>75</sup> 66 млн м<sup>3</sup>/добу у зимовий період.

близько 38 %. Максимальний рівень транспортування природного газу з напрямку Польщі, Угорщини та Словаччини перевищував рівень потужності, яка гарантується оператором ГТС України (технічну потужність), та забезпечувався за рахунок потужності, право на використання якої надавалось на переривчастій основі. Пікове використання потужності міждержавного з'єднання Україна – Молдова також забезпечувалось за рахунок використання переривчастої потужності. Динаміку максимальної (пікової) використаної потужності в розрізі міждержавних з'єднань наведено на рис. 3.2.14.





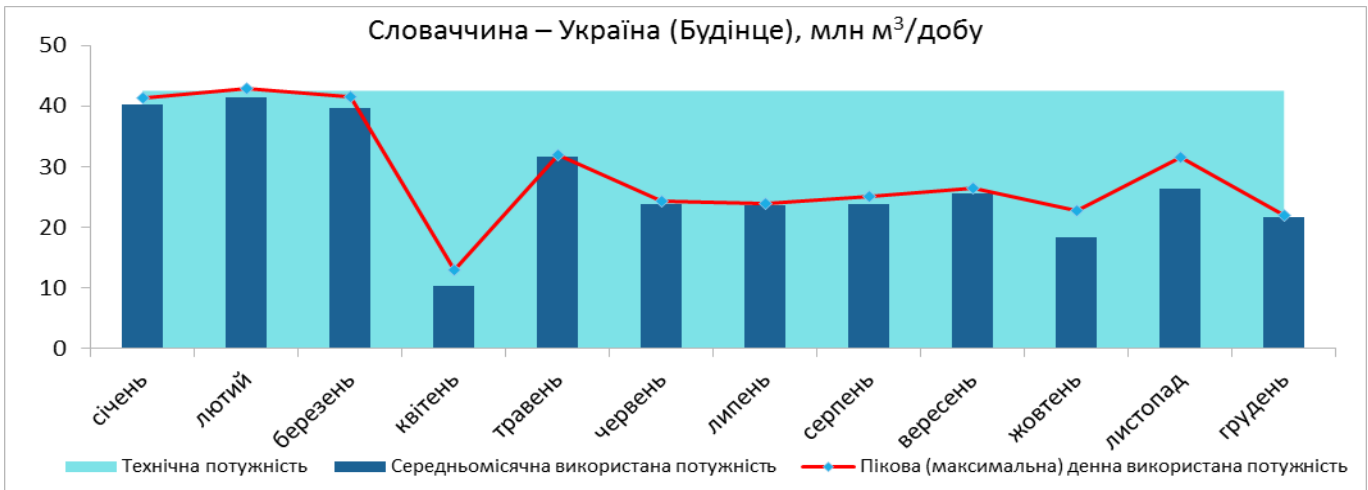
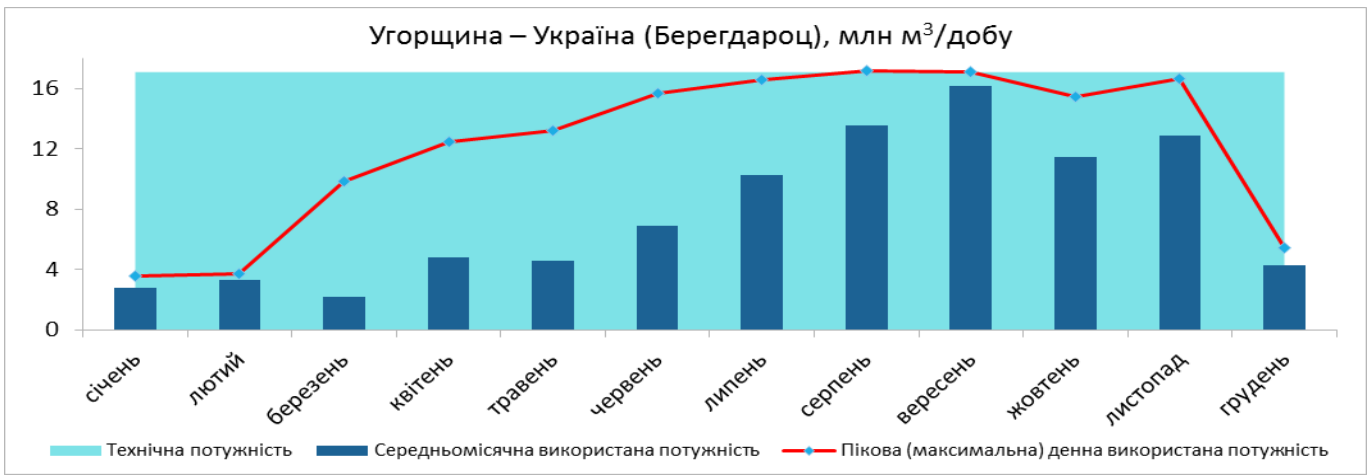


Рис. 3.2.14. Динаміка середньомісячних значень та максимального (пікового) використання добової потужності в розрізі міждержавних з'єднань протягом 2017 року

Виникнення договірних перевантажень у газотранспортній системі можливе у випадку перевищення попиту на потужність над пропозицією оператора ГТС. Одним із інструментів врегулювання договірних перевантажень є процедура розподілу потужності. Кодексом ГТС передбачені такі періоди розподілу потужності точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях:

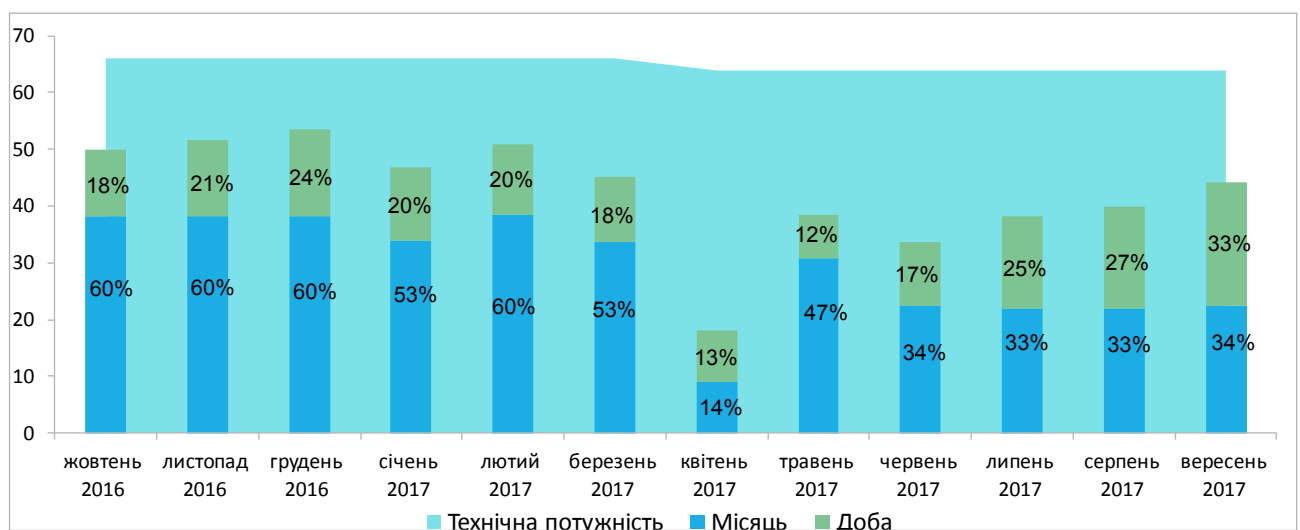


Рис. 3.2.15. Технічна та розподілена потужність точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце в розрізі періодів розподілу протягом 2017 газового року, млн м<sup>3</sup>/добу

річний, кварталний, місячний та добовий. Процедура розподілу потужності, передбачена

Кодексом ГТС, до точок входу на міждержавних з'єднаннях від Росії, Білорусії, а також точок виходу до Польщі, Угорщини, Словаччини, Румунії та Молдови не застосовувалась. По всіх інших міждержавних з'єднаннях протягом 2017 року здійснювався розподіл потужності на місячний та добовий періоди, а квартальні та річні продукти розподілу потужності не замовлялись (рис. 3.2.15).

Протягом 2017 газового року розподіл потужності на місячний період здійснювався щомісячно на точці входу Будінце (Словаччина – Україна). На точці входу Берегдароц (Угорщина – Україна) потужність була розподілена один раз на лютий місяць. Решта розподіленої потужності на точках Германовичі (Польща – Україна), Берегдароц (Угорщина – Україна), Будінце (Словаччина – Україна) відноситься до добового періоду (рис. 3.2.16).

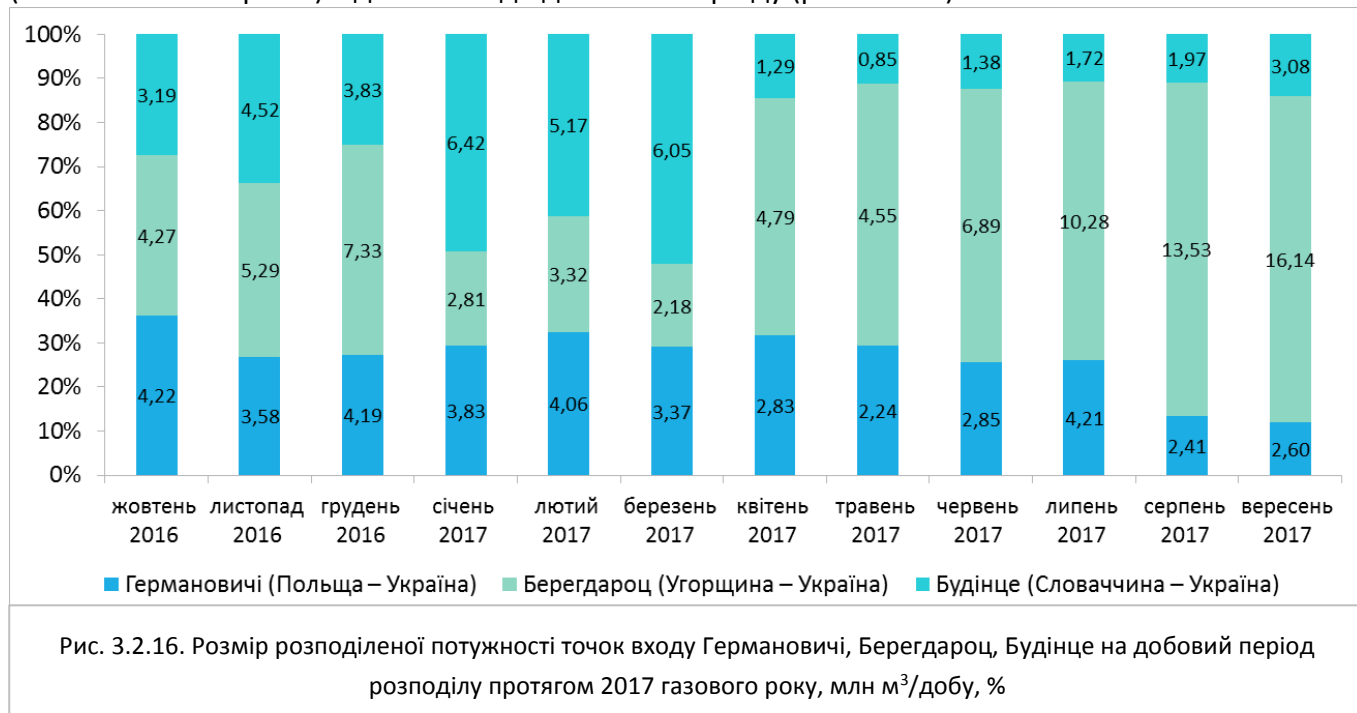


Рис. 3.2.16. Розмір розподіленої потужності точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце на добовий період розподілу протягом 2017 газового року, млн м<sup>3</sup>/добу, %

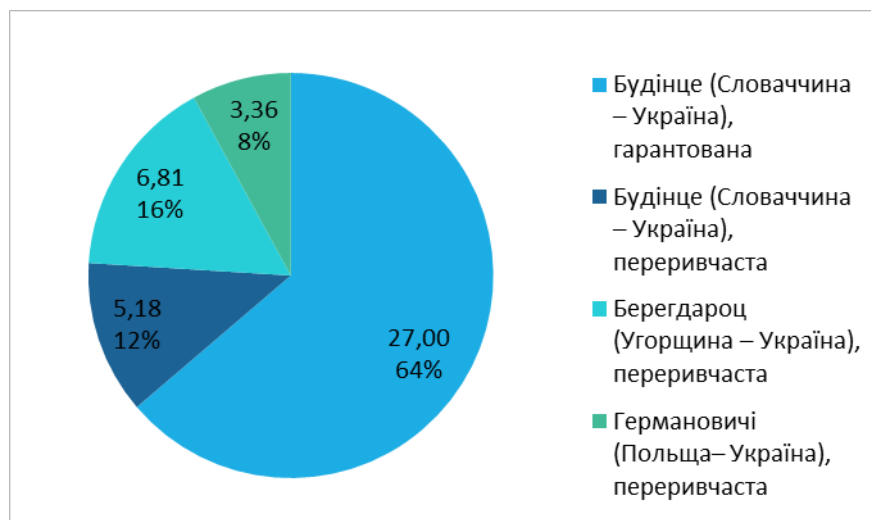


Рис. 3.2.17. Розмір розподіленої потужності точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце в розрізі гарантованої та переривчастої потужності розподілу протягом 2017 газового року, млн м<sup>3</sup>/добу, %

У 2017 газовому році розмір розподіленої потужності дорівнював розміру використаної потужності, а розподіл потужності за рахунок процедури врегулювання договірних перевантажень не здійснювався. Аукціони з розподілу потужності також не проводились.

Протягом 2017 газового року на переривчастій основі було розподілено 36 % потужності міждержавних з'єднань, які використовуються для імпорту природного газу (Будінце, Берегдароц, Германовичі), а на

гарантованій – 64 % (рис. 3.2.17). Слід зазначити, що розмір переривчастої потужності на вищезазначених точках міждержавних з'єднань визначається угодами про взаємодію, які підписані між оператором ГТС України та операторами ГТС суміжних країн.

### *Щодо угод про взаємодію операторів газотранспортних систем (interconnection agreements)*

Угоди про взаємодію є єдиною юридичною підставою для операційного співробітництва операторів суміжних газотранспортних систем Договірних Сторін Енергетичного Співтовариства. Обмін інформацією про потоки газу, їх напрямки, обсяги, час, замовників, отримувачів тощо здійснюється виключно на підставі таких угод.

Відповідно до інформації, наданої ПАТ «Укртрансгаз», станом на січень 2018 року угоди про взаємодію укладені між оператором ГТС України та операторами ГТС Угорщини (по точках міждержавних з'єднань «Берегово» та «Берегдароць»), Словаччини (по точці «Будінце»), Румунії (по точці «Ісакча 1» (транзитний трубопровід на Болгарію)) та Польщі (по точці «Германовичі»). За інформацією ПАТ «Укртрансгаз», зазначені угоди укладені у відповідності до вимог Регламенту Комісії ЄС 2015/703 від 30 квітня 2015 року «Про затвердження Кодексу мереж ЄС з питань взаємодії та правил обміну даними». Також ПАТ «Укртрансгаз» проводиться робота над укладенням нової угоди про взаємодію з оператором ГТС Польщі – для точок міждержавних з'єднань «Германовичі» та «Дроздовичі» в цілому.

Крім того, ПАТ «Укртрансгаз» працює над укладенням угод про взаємодію:

- з оператором ГТС Румунії – для точок «Текове – Медіашу Ауріт» (єдина угода для двох точок), «Ісакча 2 – 3» (транзитний трубопровід на Туреччину), «Ісакча»;
- з оператором ГТС Молдови – для точок «Каушани», «Гребеники», «Ананьїв», «Олексіївка»;
- з оператором ГТС Словаччини – для точки «Ужгород – Вельки Капушани».

Вищезазначені точки зображені на карті в додатку 3.3.1.

### *Щодо проектів розвитку, реконструкції газотранспортної системи України та її інтеграції із газотранспортними системами країн Європи*

З метою інтеграції газотранспортних систем та ринків природного газу країн ЄС та Енергетичного Співтовариства та в рамках імплементації Регламенту (ЄС) № 347/2013 Секретаріатом Енергетичного Співтовариства у 2016 році було розпочато процес відбору інфраструктурних проектів у сфері енергетики для надання їм статусу Проекту інтересу Енергетичного Співтовариства (PECI) або Проекту взаємного інтересу між Договірними Сторонами Енергетичного Співтовариства та країнами-членами ЄС (PMI).

Українською стороною з метою розширення наявних транспортних потужностей України з країнами ЄС, забезпечення технічних можливостей диверсифікації джерел надходження природного газу до України, а також створення сприятливих умов для транспортування нафти через територію України до Польщі, тим самим забезпечуючи енергетичну безпеку країн Центрально-Східної Європи, були подані на розгляд Енергетичного Співтовариства для подальшої оцінки та можливого отримання відповідного статусу проект «Будівництво газопроводу-інтерконектору Польща – Україна», проект «Забезпечення транспортної потужності з Угорщини до України на гарантованій основі» та проект «Будівництво нафтопроводу Броди – Адамова застава».

За результатами проведеної оцінки наданих країнами Енергетичного Співтовариства проектів та відповідно до рішень Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства від 14 жовтня 2016 року проектам «Будівництво газопроводу-інтерконектору Польща – Україна» та «Забезпечення транспортної потужності з Угорщини до України на гарантованій основі» було надано статус Проектів взаємного інтересу між Договірними Сторонами Енергетичного Співтовариства та країнами-членами ЄС (PMI), а проекту «Будівництво нафтопроводу Броди – Адамова застава» – статус Проекту інтересу Енергетичного Співтовариства (PECI).

### *Щодо проведення процедури «Open Season» для будівництва газопроводу-інтерконектору Польща – Україна*

З метою реалізації інфраструктурного проекту «Будівництво газопроводу-інтерконектору Польща – Україна», якому було надано статус Проекту взаємного інтересу між Договірними Сторонами Енергетичного Співтовариства та країнами-членами ЄС (PMI), ПАТ «Укртрансгаз» розпочав обговорення з оператором ГТС Польщі питання проведення процедури «Open Season», основною метою якої є визначення попиту на потенційно-новозбудовану потужність міждержавного з'єднання Польща – Україна та підписання відповідних довгострокових договорів на її використання учасниками ринку.

За інформацією, наданою ПАТ «Укртрансгаз», передбачається необхідність будівництва нової потужності міждержавного з'єднання Польща – Україна до 5 млрд м<sup>3</sup> на рік. Сьогодні послуга транспортування природного газу в точці «Германовичі» (Польща – Україна) надається на переривчастій основі з технічною потужністю 1,5 млрд м<sup>3</sup> на рік.

*Щодо спільного розподілу потужностей точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях*

Кодексом ГТС передбачена можливість укладення угод між ПАТ «Укртрансгаз» та операторами ГТС сусідніх держав, у яких передбачатиметься порядок спільного розподілу потужностей, тобто надання замовникам послуг транспортування одночасного доступу до міждержавних з'єднань до/із газотранспортної системи операторів ГТС України та країн ЄС. Такий підхід до розподілу потужностей передбачений Регламентом (ЄС) № 984/2013, який є обов'язковим для імплементації країнами-членами ЄС з 01 листопада 2015 року.

Оператором ГТС України проводиться робота з операторами ГТС Польщі (Gaz-System) та Угорщини (FZSZ) з метою організації спільного розподілу потужностей на польсько-українському кордоні на аукціонній електронній платформі компанії GAZ-SYSTEM (auctions.gaz-system.pl) та на угорсько-українському кордоні на аукціонній електронній платформі компанії FZSZ (rbp.eu).

Таким чином, співпраця між ПАТ «Укртрансгаз» та операторами ГТС Польщі (Gaz-System) та Угорщини (FZSZ) спрямована на подальшу інтеграцію українського ринку газу до європейського ринку газу та передбачає створення механізму розподілу потужності на міждержавних з'єднаннях газотранспортної системи України відповідно до вимог європейського законодавства.

*Щодо імплементації вимог Додатка I до Регламенту 715/2009 з питань публікації даних*

Додаток I до Регламенту 715/2009 передбачає перелік інформації, яку зобов'язаний оприлюднювати оператор ГТС. З березня 2016 року ПАТ «Укртрансгаз» розпочав публікацію наявної інформації, передбаченої вищезазначеним Регламентом, на власному офіційному веб-сайті.

Крім цього, ПАТ «Укртрансгаз» з листопада 2014 року розміщує інформацію на платформі прозорості ENTSO-G (Об'єднання операторів газотранспортних систем країн-членів ЄС).

### **3.3. Питання конкуренції**

#### **3.3.1. Оптовий ринок природного газу**

##### *Загальна інформація про оптовий ринок природного газу*

Оптовий ринок природного газу є складовою ринку природного газу України та являє собою сукупність відносин з купівлі-продажу природного газу між оптовими продавцями та оптовими покупцями. Оптовий покупець – це суб'єкт господарювання, який придбаває природний газ не для власного споживання, а оптовий продавець – суб'єкт господарювання, який реалізує природний газ оптовому покупцю або постачальнику.

Оптовий ринок природного газу можна умовно поділити на два сегменти: регульований сегмент оптового ринку, який функціонує згідно зі статтею 11 Закону, та нерегульований сегмент оптового ринку із вільним ціноутворенням.

У процесі купівлі-продажу природного газу взаємовідносини між суб'єктами ринку регулюються договорами купівлі-продажу газу, які укладаються між постачальником природного газу/оптовим покупцем і оптовим продавцем на загальних підставах і регулюють відносини з передачі права власності на природний газ з різних джерел, за ринковими цінами (крім випадків, передбачених статтею 11 Закону). Варто зазначити, що діяльність оптового продавця не підлягає ліцензуванню.

За наявною інформацією, кількість оптових продавців та покупців, які провадили діяльність на ринку природного газу у 2017 році, налічує близько 400 суб'єктів господарювання.

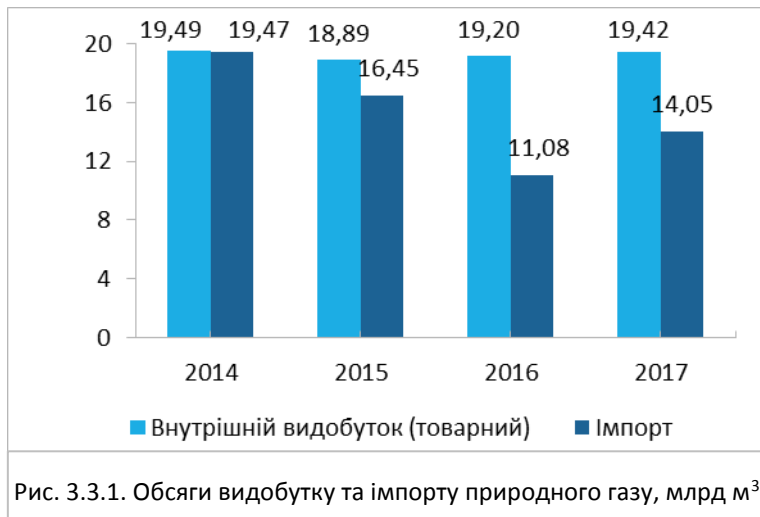


Рис. 3.3.1. Обсяги видобутку та імпорту природного газу, млрд м³

Джерелами надходжень природного газу на оптовий ринок є природний газ внутрішнього видобутку та імпортований природний газ.

До 2016 року обсяги імпортованого природного газу помітно скорочувалися – на 33 % у 2016 році порівняно з 2015 роком та на 43 % у 2016 році порівняно з 2014 роком. У 2017 році обсяг імпорту природного газу збільшився на 27 % у порівнянні з 2016 роком та становив 14,05 млрд м³ <sup>76</sup> (рис. 3.3.1). Обсяги внутрішнього видобутку змінювались несуттєво.

Протягом 2017 року газовидобувними підприємствами було видобуто 19,42 млрд м³ товарного природного газу (без урахування втрат, виробничо-технологічних витрат та власних потреб газовидобувних підприємств), з яких 14,3 млрд м³ – товарний природний газ ПАТ «Укргазвидобування», а 5,1 млрд м³ – товарний природний газ інших газовидобувних підприємств (рис. 3.3.2).



Рис. 3.3.2. Обсяги видобутого природного газу ПАТ «Укргазвидобування» та іншими газовидобувними підприємствами у 2017 році, млрд м³, %

Частка товарного природного газу, видобутого ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», в обсягах видобутку газу іншими газовидобувними підприємствами становить 0,11 %.

У 2017 році частка імпорту природного газу оптовими покупцями з країн Європи як і у 2016 році становила 100 % (рис. 3.3.3).

<sup>76</sup> Без урахування втрат, виробничо-технологічних витрат та власних потреб газовидобувних підприємств.



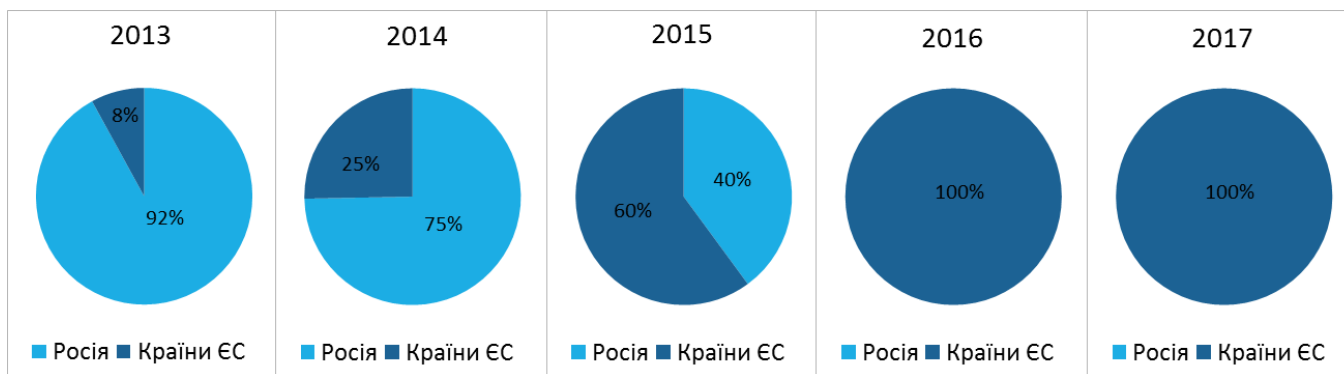


Рис. 3.3.3. Джерела імпорту природного газу у 2013 – 2017 роках, %

### Ціноутворення на оптовому ринку

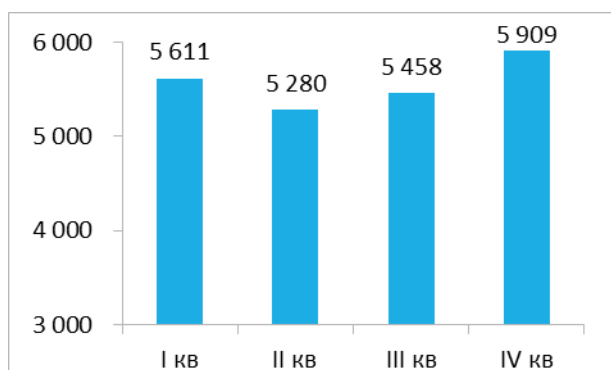


Рис. 3.3.4. Динаміка середньозваженої оптової ціни на ринку природного газу протягом 2017 року, грн/тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ)

Середньозважена оптова ціна природного газу у 2017 році становила 5 607 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ). Найнижчою оптова ціна була у другому кварталі – 5 280 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ) (рис. 3.3.4), після чого спостерігалось її поступове зростання – на 3 % у третьому кварталі, та на 8 % у четвертому кварталі (5 909 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ)).

Порівняння середньозважених оптових цін природного газу (з ПДВ) в Україні та країнах Центрально-Східної Європи наведено на рис. 3.3.5<sup>77</sup>.

### Регульований сегмент оптового ринку природного газу

Протягом 2017 року регульований сегмент оптового ринку природного газу діяв у рамках статті 11 Закону та постанов КМУ:

постанова КМУ від 01.10.2015 № 758 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу (відносини у перехідний період)», яка діяла до 31 березня 2017 року (далі – Положення про ПСО 758);

постанова КМУ від 22.03.2017 № 187 «Про затвердження положення про покладення спеціальних обов'язків на

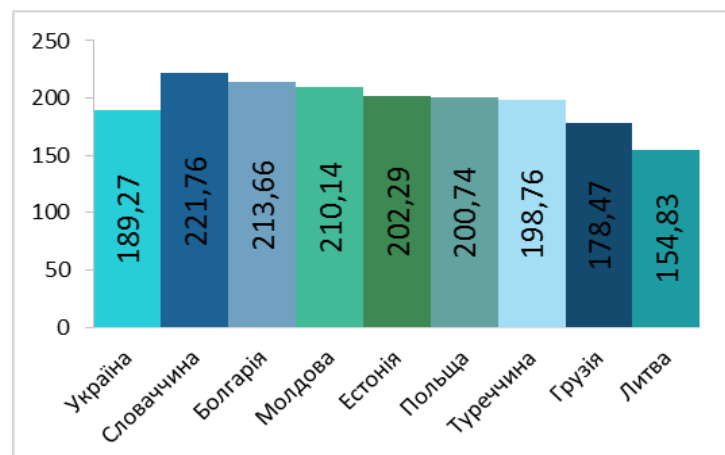


Рис. 3.3.5. Оптові ціни природного газу в країнах Центрально-Східної Європи у I півріччі 2017 року, євро/тис. м<sup>3</sup> (з ПДВ)

суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу», яка діє з 01 квітня 2017 року до 01 квітня 2018 року (далі – Положення про ПСО 187).

<sup>77</sup> <https://erranet.org/?lang=ru>

Положенням про ПСО 758 у рамках оптового ринку природного газу було покладено спеціальні обов'язки на:

ПАТ «Укргазвидобування» – продавати видобутий природний газ НАК «Нафтогаз України» для формування ресурсу природного газу для побутових та інших споживачів<sup>78</sup> на умовах, визначених Положенням про ПСО 758;

НАК «Нафтогаз України» – придбавати природний газ, видобутий ПАТ «Укргазвидобування», для формування ресурсу природного газу для вищезазначених споживачів на умовах, визначених Положенням про ПСО 758, та в інших оптових продавців, у тому числі за кордоном, у випадку, коли обсяги видобутку товарного природного газу ПАТ «Укргазвидобування» недостатні для формування зазначеного ресурсу природного газу;

НАК «Нафтогаз України» – продавати природний газ постачальникам, на яких Положенням про ПСО покладено спеціальні обов'язки, для потреб побутових споживачів та релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) за цінами, на умовах та у порядку, що визначені Положенням про ПСО 758.

Положенням про ПСО 187 передбачено продовження дії всіх вищезазначених обов'язків, а також покладення обов'язку на ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» продавати видобутий природний газ НАК «Нафтогаз України» для формування ресурсу природного газу для побутових та інших споживачів на умовах, визначених Положенням про ПСО 187 (однакові умови з ПАТ «Укргазвидобування»).

Інформацію щодо результатів моніторингу виконання спеціальних обов'язків, передбачених Положеннями про ПСО 758 та 187, наведено у розділі 3.4.1.

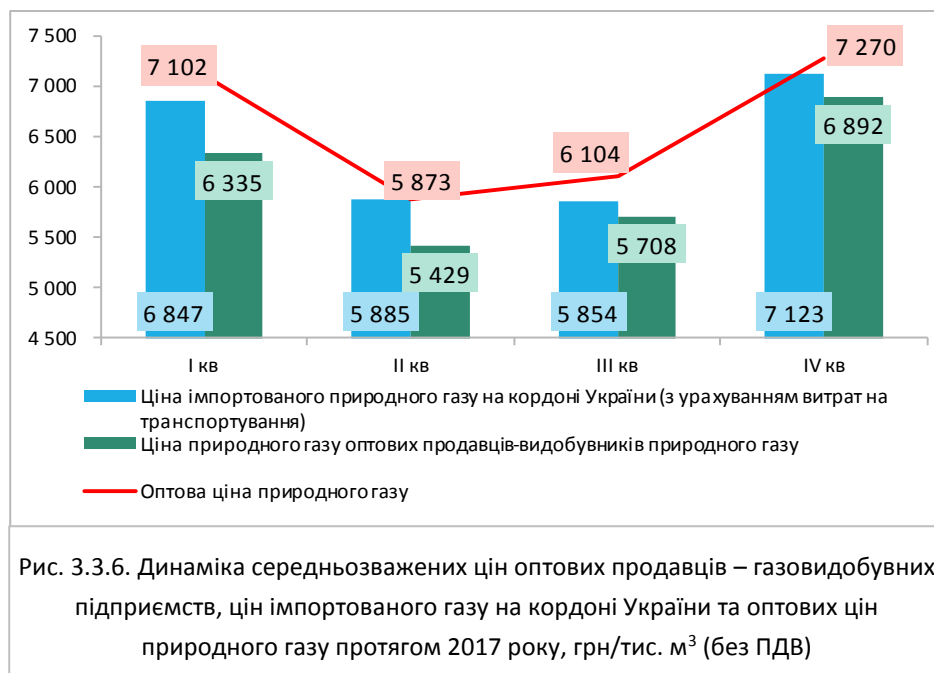
Протягом 2017 року середньозважена ціна оптового продажу природного газу ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» для НАК «Нафтогаз України» становила 4 849 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ), а середньозважена ціна оптового продажу НАК «Нафтогаз України» для постачальників, на яких Положеннями про ПСО 758 та 187 покладено спеціальні обов'язки, для потреб споживачів, визначених зазначеними Положеннями, становила 4 937 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ).

За оцінкою НКРЕКП, обсяг реалізації Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» видобутого природного газу ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», а також продаж природного газу НАК «Нафтогаз України» постачальникам природного газу, на яких Положеннями про ПСО 758 та 187 покладено спеціальні обов'язки, для потреб побутових споживачів та релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) складав близько половини обсягу продажу природного газу на оптовому ринку. Таким чином, ціноутворення на регульованому сегменті ринку природного газу суттєво вплинуло на середньозважену оптову ціну у 2017 році, динаміка якої наведена на рис. 3.3.4.

#### *Нерегульований сегмент оптового ринку із вільним ціноутворенням*

У рамках сегменту оптового ринку із вільним ціноутворенням середньозважена оптова ціна природного газу у 2017 році становила 6 682 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ). У другому кварталі спостерігалось її зниження на 17 % (або на 1 229 грн за тис. м<sup>3</sup>) порівняно з першим, а в четвертому – зростання на 19 % (або на 1 166 грн за тис. м<sup>3</sup>) порівняно з третім (рис. 3.3.6).

<sup>78</sup> Релігійні організації (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) та виробники теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії для релігійних організацій та надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню.



Середньозважена ціна оптового продажу природного газу власного видобутку газовидобувними підприємствами протягом 2017 року становила 6 139 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ). При чому протягом другого кварталу відбулось зниження ціни газу власного видобутку на 14 % (або на 906 грн за тис. м<sup>3</sup>) порівняно з першим. У третьому кварталі ціна виросла на 5 % у порівнянні з другим кварталом, а в четвертому кварталі – на

21 % (або на 1 185 грн за тис. м<sup>3</sup>) у порівнянні з третім кварталом (рис. 3.3.6). Така динаміка пов'язана з кон'юктурою оптового ринку природного газу, а саме зі зменшенням попиту на природний газ у міжопалювальний період та його зростанням в опалювальний. Так, у другому та третьому кварталах 2017 року (міжопалювальний період) близько 40 % обсягів видобутку, імпорту природного газу та відбору газу з газосховищ були передані споживачам України, решта 60 % були закачані до газосховищ.

Протягом 2017 року спостерігалась схожа тенденція зміни цін оптового продажу природного газу власного видобутку газовидобувними підприємствами та цін імпортованого природного газу на кордоні України (з урахуванням витрат на транспортування до кордону України та тарифу у точці входу до газотранспортної системи України). Крім цього, урахуваючи, що протягом 2017 року імпорт природного газу здійснювався виключно з країн-членів ЄС, динаміка ціни імпортованого природного газу на кордоні України пов'язана в основному із кон'юктурою, яка склалася на європейському ринку природного газу.

Середньозважена ціна імпортованого природного газу на кордоні України (з урахуванням витрат на транспортування до кордону України та тарифу у точці входу до газотранспортної системи України) протягом 2017 року становила 6 469 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ). У другому та третьому кварталах ціна імпортованого природного газу на кордоні України встановилася на відносно однаковому рівні, а вже у четвертому кварталі досягла пікового значення 2017 року (зростання на 21 % або на 1 269 грн за тис. м<sup>3</sup> порівняно з третім кварталом), що також пов'язано з коливанням валютного курсу.

### Рівень конкуренції на оптовому ринку

Індекс Херфіндаля-Хіршмана (ННІ – показник, який визначає стан ринку – концентрацію на ньому) на оптовому ринку природного газу України в частині обсягів імпортованого природного газу оптовими покупцями<sup>79</sup> в 2017 році становив 3 994 із максимальних 10 000 (рис. 3.3.8), що означає високу концентрацію на оптовому ринку України в частині оптових покупців-імпортерів природного газу. У порівнянні з 2016 роком значення цього показника знизилось на 1 600 одиниць у 2017 році за рахунок збільшення обсягів імпорту (на 2,97 млрд м<sup>3</sup>), а також збільшення кількості імпортерів (на 27 суб'єктів). Доля НАК «Нафтогаз України» в імпорті природного газу склала

<sup>79</sup> ННІ розраховується як сума квадратів часток обсягу імпорту природного газу кожного замовника послуг транспортування у загальному обсязі імпорту.

близько 62 % у 2017 році, що на 12 % менше ніж у попередньому році. Слід зазначити, що високе значення такого показника спричинене спеціальними обов'язками НАК «Нафтогаз України» формувати ресурс природного газу для споживачів, визначених Положеннями про ПСО 758 та 187.

За наявною інформацією, Індекс Херфіндаля-Хіршмана на оптовому ринку природного газу України в частині джерел надходження імпорту природного газу<sup>80</sup> у 2017 році становив 745 із максимальних 10 000 (рис. 3.3.8), що говорить про досить низький рівень концентрації на вході в оптовий ринок України зі сторони джерел надходження імпорту газу.

Також згідно з наявною інформацією, Індекс Херфіндаля-Хіршмана на оптовому ринку природного газу в частині власного видобутку природного газу України<sup>81</sup> у 2017 році становив 5 622 із максимальних 10 000 (рис. 3.3.8), що означає високу концентрацію на оптовому ринку України в частині оптових продавців-видобувників природного газу. При чому частка обсягів видобутку природного газу трьох найбільших газовидобувних компаній у 2017 році становила 88 % від усіх обсягів видобутку.

Водночас, Індекс Херфіндаля-Хіршмана на оптовому ринку природного газу України в частині усіх джерел надходження природного газу (імпорт та видобуток)<sup>82</sup> у 2017 році становив 4 858 із максимальних 10 000 (рис. 3.3.7).

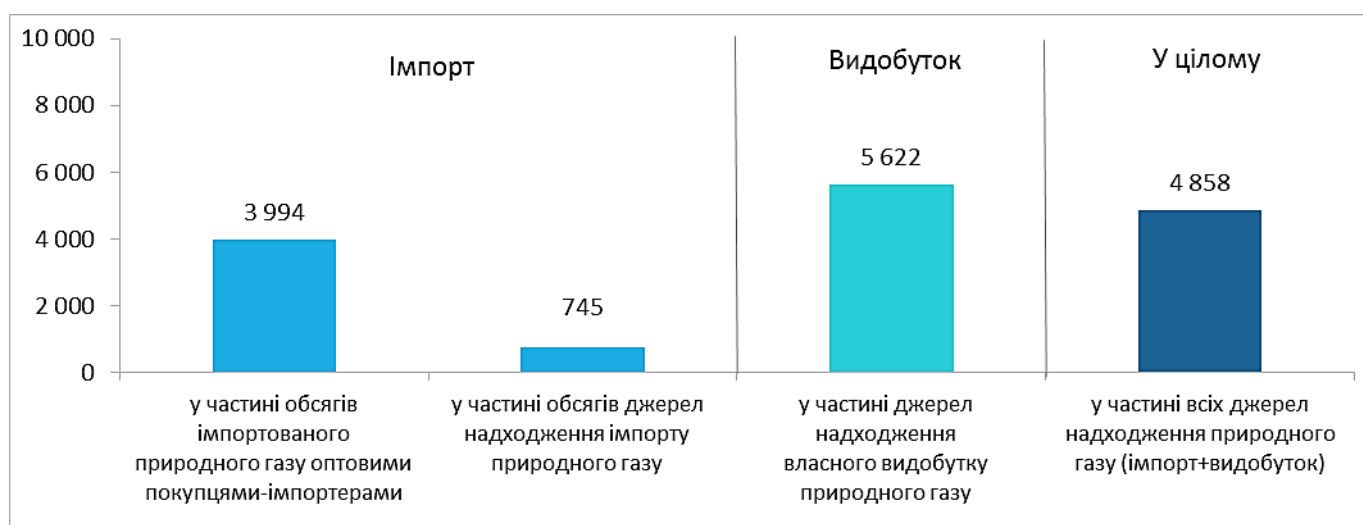


Рис. 3.3.7. Індекс Херфіндаля-Хіршмана на оптовому ринку природного газу України в частині обсягів імпортованого природного газу оптовими покупцями, обсягів джерел надходження імпорту природного газу, джерел надходження власного видобутку природного газу та з усіх джерел надходження природного газу (імпорт+видобуток) у 2017 році

### *Купівля/продаж природного газу в газосховищах*

Протягом 2017 року замовниками послуг зберігання здійснювались купівля-продаж природного газу, внаслідок чого відбувався перехід права власності на природний газ, що зберігався в газосховищах. При чому з усіх 344 замовників послуг зберігання у 2017 році 197 замовників послуг зберігання здійснили передачу права власності на природний газ іншим замовникам у газосховищах, а 185 набули права власності на природний газ від інших замовників у газосховищах. Загальний об'єм природного газу, на який відбувся перехід права власності в газосховищах, становив 2 739,23 млн м<sup>3</sup>.

<sup>80</sup> ННІ розраховується як сума квадратів часток обсягу імпорту природного газу, придбаного у кожного оптового продавця за кордоном, у загальному обсязі імпорту;

<sup>81</sup> ННІ розраховується як сума квадратів часток обсягу видобутку природного газу кожним газовидобувним підприємством у загальному обсязі власного видобутку природного газу;

<sup>82</sup> ННІ розраховується як сума квадратів часток обсягу видобутку природного газу кожним газовидобувним підприємством та обсягу імпорту природного газу кожного замовника послуг транспортування у загальному обсязі імпорту та видобутку природного газу.

### 3.3.2. Роздрібний ринок природного газу

#### Загальна інформація про роздрібний ринок природного газу

Постачальники, діяльність яких підлягає ліцензуванню, забезпечують потреби в природному газі споживачів, які використовують природний газ для власних промислових і побутових потреб, а не для перепродажу.

Постачання природного газу здійснюється відповідно до договору, за яким постачальник зобов'язується поставити споживачеві природний газ належної якості, кількості та у порядку, передбаченому договором, а споживач зобов'язується оплатити вартість прийнятого природного газу в розмірі, строки та порядку, що передбачені договором. Якість та інші фізико-хімічні характеристики природного газу визначаються згідно із встановленими законодавством стандартами.

Таким чином, для отримання природного газу споживач має укласти:

- договір постачання природного газу з постачальником;
- договір розподілу природного газу з оператором ГРМ у разі підключення об'єкта споживача до газорозподільної системи цього оператора;
- договір транспортування природного газу з оператором ГТС у разі підключення об'єкта споживача до газотранспортної системи.

Варто зазначити, що постачання природного газу побутовим споживачам здійснюється за договором, укладеним відповідно до Типового договору постачання природного газу побутовим споживачам (затверджений постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2500).

Правовідносини між постачальником та споживачем, який не є побутовим, регулюються договором постачання природного газу, що укладається відповідно до вимог Цивільного та Господарського кодексів України. Таким чином, сторони можуть визначати зміст договору на основі вільного волевиявлення та мають право погоджувати на свій розсуд будь-які умови договору, що не суперечать законодавству. Разом з тим договір постачання природного газу повинен містити істотні умови, передбачені частиною п'ятою статті 12 Закону.

Усім споживачам Законом гарантується право вибору та зміни постачальника природного газу. Правила постачання природного газу визначають порядок та умови переходу споживача від одного до іншого постачальника.

Постачання природного газу протягом 2017 року здійснювалося за вільними ринковими цінами, за винятком побутових споживачів, релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) та виробників теплової та електричної енергії, ціни для яких встановлювалися Положеннями про ПСО 758 та 187.

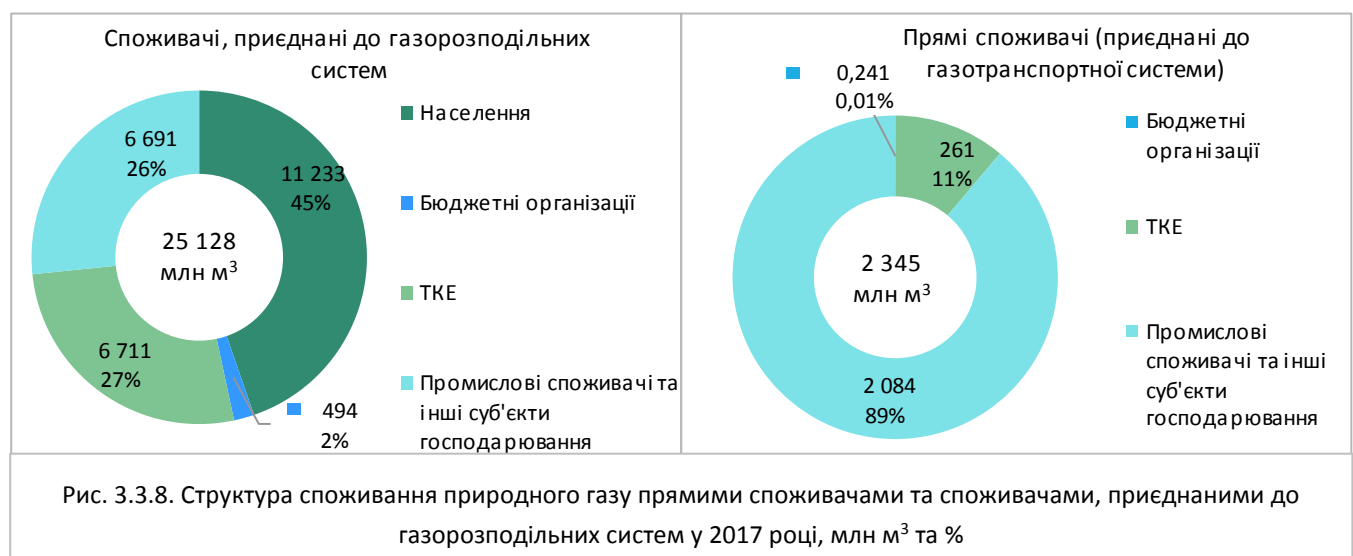


Рис. 3.3.8. Структура споживання природного газу прямими споживачами та споживачами, приєднаними до газорозподільних систем у 2017 році, млн м³ та %

Таким чином, роздрібний ринок природного газу можна умовно поділити на два сегменти: регульований сегмент роздрібного ринку, який функціонує згідно зі статтею 11 Закону та Положеннями про ПСО 758 та 187, та нерегульований сегмент роздрібного ринку із вільним ціноутворенням.



Протягом 2017 року діяло близько 225 постачальників природного газу. Постачання природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) здійснювали 37 постачальників природного газу, на яких Положеннями про ПСО 758 та 187 покладено спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу зазначеним споживачам до зміни постачальника природного газу за цінами та на умовах, установлених

Кабінетом Міністрів України. Такі постачальники здійснюють постачання природного газу в рамках виконання спеціальних обов'язків на визначених Положеннями про ПСО 187 та 758 територіях ліцензованої діяльності з розподілу природного газу (додаток 3.3.1).

Протягом 2017 року на роздрібному ринку природного газу постачання здійснювалось 12,4 млн споживачам, з яких 109 тис. – непобутові (з них 173 – прямі споживачі) та 12,3 млн – побутові споживачі. Обсяг споживання прямими споживачами (приєднаними до газотранспортної системи) становив 2,35 млрд м<sup>3</sup>, а споживачами, приєднаними до газорозподільних систем – 25,13 млрд м<sup>3</sup>. Структура споживання зазначених споживачів наведена на рис. 3.3.8.

Інформацію щодо рівнів оплати споживачами постачальникам природного газу, на яких Положеннями про ПСО 758 та 187 покладено спеціальні обов'язки, за спожитий у 2016 – 2017 роках природний газ наведено на рис. 3.3.9.

### Ціноутворення на роздрібному ринку природного газу

Згідно з положеннями Закону у НКРЕКП відсутні повноваження щодо забезпечення проведення цінової політики на ринку природного газу. Законом передбачається державне регулювання природних монополій, а також розвиток вільної добросовісної конкуренції на роздрібному ринку природного газу, де діє принцип вільного ціноутворення (крім випадків, передбачених статтею 11 Закону).

Так, Положеннями про ПСО 758 та 187 в рамках роздрібного ринку природного газу покладено спеціальні обов'язки на:

- постачальників природного газу (додаток 3.3.1) – постачати природний газ побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) за цінами, на умовах та у порядку, що визначені Положеннями про ПСО 758 та 187;
- НАК «Нафтогаз України» – постачати природний газ виробникам теплової енергії для виробництва теплової та електричної енергії за цінами, на умовах та у порядку, що визначені Положеннями про ПСО 758 та 187.

Інформацію щодо результатів моніторингу виконання спеціальних обов'язків, передбачених Положеннями про ПСО 758 та 187, наведено в розділі 3.4.1.

Протягом 2017 року середньозважена роздрібна ціна природного газу<sup>83</sup> для побутових споживачів становила 5 031,4 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ), а для непобутових – 6 226,6 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ). На найвищому рівні середньозважена роздрібна ціна для побутових та непобутових споживачів склалася у четвертому кварталі – 5 065,6 та 6 558,5 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ) відповідно (рис. 3.3.10)<sup>84</sup>. Порівняно з 2016 роком у 2017 році вищезазначена ціна природного газу для побутових споживачів збільшилась на 18 %, а для непобутових – на 33 %.

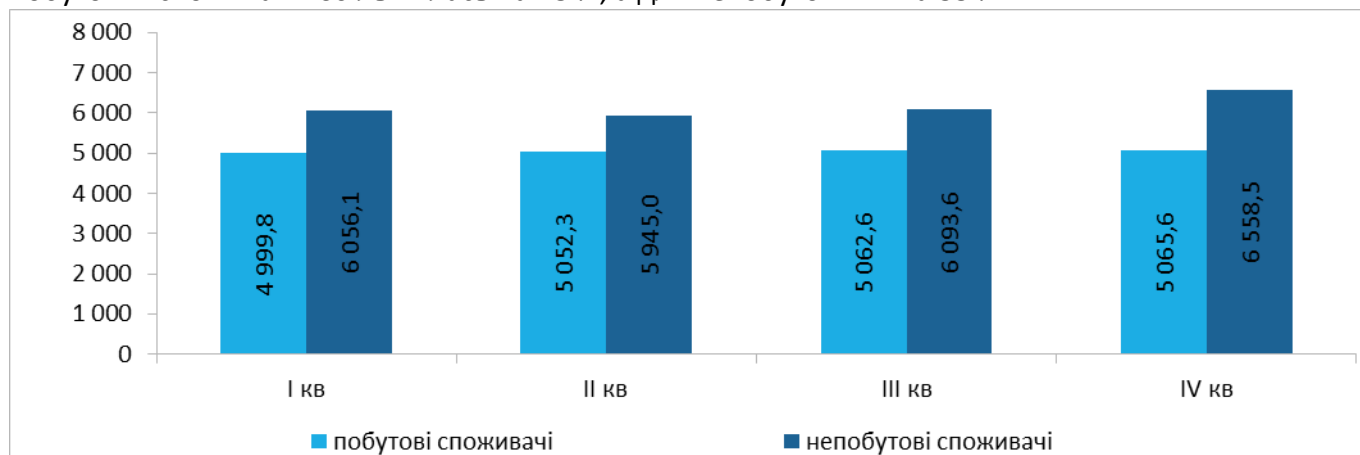


Рис. 3.3.10. Динаміка середньозважених роздрібних цін для побутових та непобутових споживачів протягом 2017 року, грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ)

#### Регульований сегмент роздрібного ринку природного газу

Суттєво вплинула на середньозважену роздрібну ціну для непобутових споживачів дія Положень про ПСО 758 та 187, якими визначались роздрібні ціни на природний газ для виробників теплової енергії (для потреб населення, релігійних та бюджетних організацій та інших суб'єктів господарювання, визначених Положенням про ПСО 187), а також побутових споживачів та релігійних організацій, крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності. Динаміка середньозважених роздрібних цін<sup>85</sup>, які сформувалися для

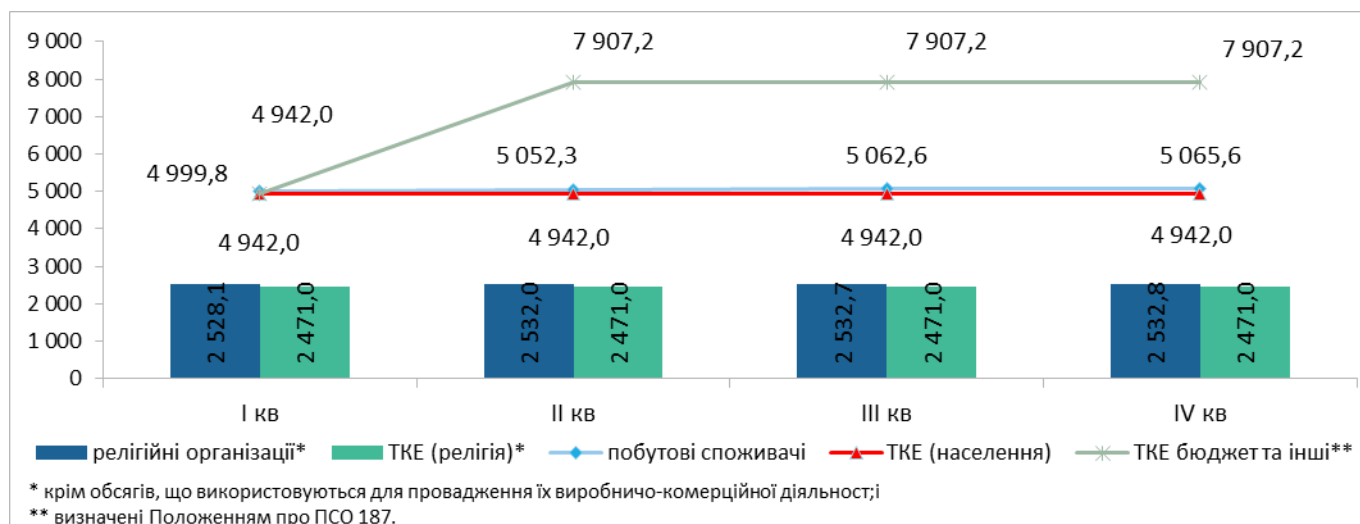


Рис. 3.3.11. Динаміка середньозважених роздрібних цін для виробників теплової енергії (для потреб населення та релігійних організацій), виробників теплової енергії для потреб бюджетних організацій та інших суб'єктів господарювання, визначених Положенням про ПСО 187, релігійних організацій та побутових споживачів протягом 2017 року, грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ)

<sup>83</sup> Без урахування тарифів на транспортування та розподіл природного газу.

<sup>84</sup> Без урахування тарифів на транспортування та розподіл природного газу.

<sup>85</sup> Без урахування тарифів на транспортування та розподіл природного газу.

зазначених категорій споживачів, у порівнянні з середньозваженими роздрібними цінами для побутових споживачів у 2017 році відображена на рис. 3.3.11.<sup>86</sup>

Протягом 2017 року ціна природного газу для побутових споживачів була в середньому на 2 % вищою ніж ціна природного газу для виробників теплової енергії (виробництво тепла для потреб населення). У другому кварталі відбулось підвищення ціни на природний газ для населення на 1 % (порівняно з першим) у зв'язку з набранням чинності Положенням про ПСО 187, яким було передбачено зростання торговельної надбавки (націнки) постачальників природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) у розмірі до 2,5 %. Таким чином, за рахунок різної величини торговельної надбавки (націнки), яка застосовувалась постачальниками, середньозважена ціна природного газу для населення варіювалась протягом 2017 року і в четвертому кварталі підвищилась до найвищого рівня 2017 року – 5 065,6 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ).

Крім цього, протягом 2017 року середньозважена роздрібна ціна природного газу для населення та виробників теплової енергії (надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню) становила 5 005,4 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ), що на 50 % більше ніж середньозважена роздрібна ціна природного газу для релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) та виробників теплової енергії (надання послуг з опалення та постачання гарячої води релігійним організаціям<sup>87</sup>). Порівняно з 2016 роком у 2017 році ціна природного газу для населення та виробників теплової енергії (надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню) збільшилась на 27 %, а для релігійних організацій<sup>88</sup> та виробників теплової енергії (надання послуг з опалення та постачання гарячої води релігійним організаціям<sup>89</sup>) – лише на 6 %.

Ціна на природний газ для виробників теплової енергії (для потреб бюджетних організацій та інших суб'єктів господарювання, визначених Положенням про ПСО 758) підвищилась у другому кварталі 2017 року на 60 % у зв'язку з введенням в дію нових вимог Положення про ПСО 187, які передбачають застосування коефіцієнта 1,6 до ціни постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової та електричної енергії.

#### *Нерегульований сегмент роздрібного ринку природного газу із вільним ціноутворенням*

Динаміка середньозважених роздрібних цін природного газу для категорій споживачів, які не підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187, протягом 2017 року відображена на рис. 3.3.12<sup>90</sup>.

Так, у 2017 році для бюджетних організацій середньозважена роздрібна ціна природного газу була найвищою серед непобутових споживачів – 7 951 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ), що на 19 % вище ніж у 2016 році. Для виробників теплової енергії (виробництво тепла для потреб споживачів, крім населення та релігійних організацій) середньозважена роздрібна ціна становила 7 550 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ) (на 18 % вище ніж у 2016 році), а для промислових підприємств та інших суб'єктів господарювання – 6 831 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ) (на 16 % вище ніж у 2016 році). При чому найвищими роздрібні ціни для зазначених споживачів були у першому та четвертому кварталах 2017 року, що пов'язано з кон'юнктурою роздрібного ринку природного газу (зменшення попиту на природний газ у міжопалювальний період та його зростанням в опалювальний).

<sup>86</sup> Без урахування тарифів на транспортування та розподіл природного газу.

<sup>87</sup> Крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності;

<sup>88</sup> Крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності;

<sup>89</sup> Крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності;

<sup>90</sup> Без урахування тарифів на транспортування та розподіл природного газу.



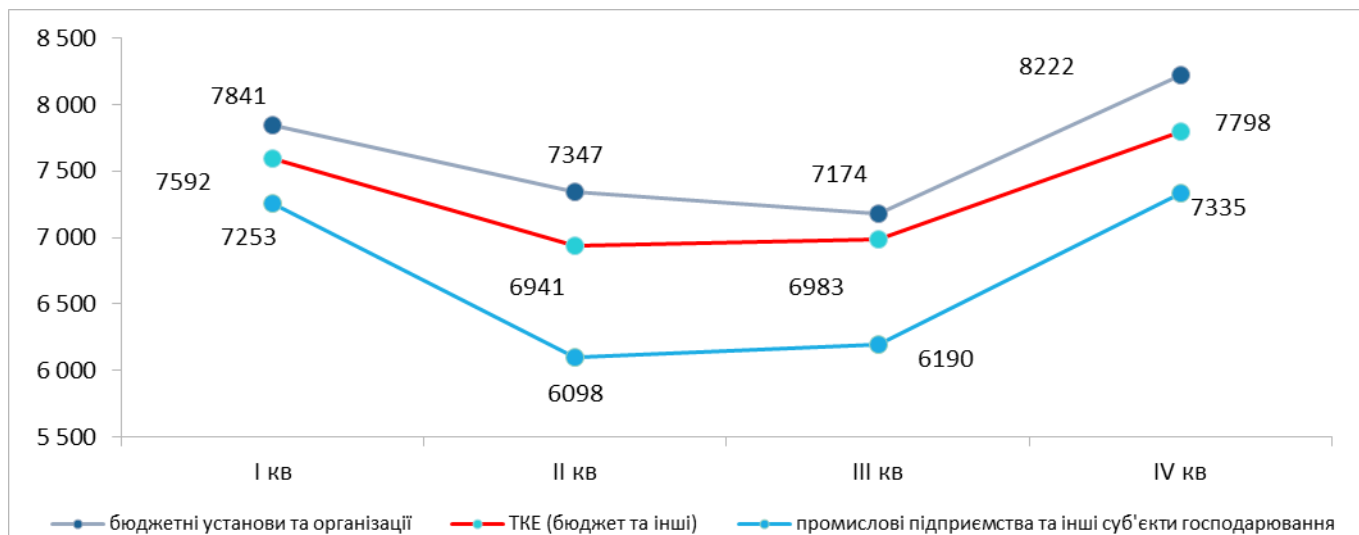


Рис. 3.3.12. Динаміка середньозважених роздрібних цін для бюджетних установ та організацій, для виробників теплової енергії (для потреб споживачів, крім населення та релігійних організацій) та для промислових підприємств та інших суб'єктів господарювання протягом 2017 року, грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ)

Порівняння середньозважених кінцевих роздрібних цін для населення в Україні та країнах Європи наведено на рис. 3.3.13<sup>91</sup>, а середньозважених кінцевих роздрібних цін для промислових споживачів – на рис. 3.3.14<sup>92</sup>.

<sup>91</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

<sup>92</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

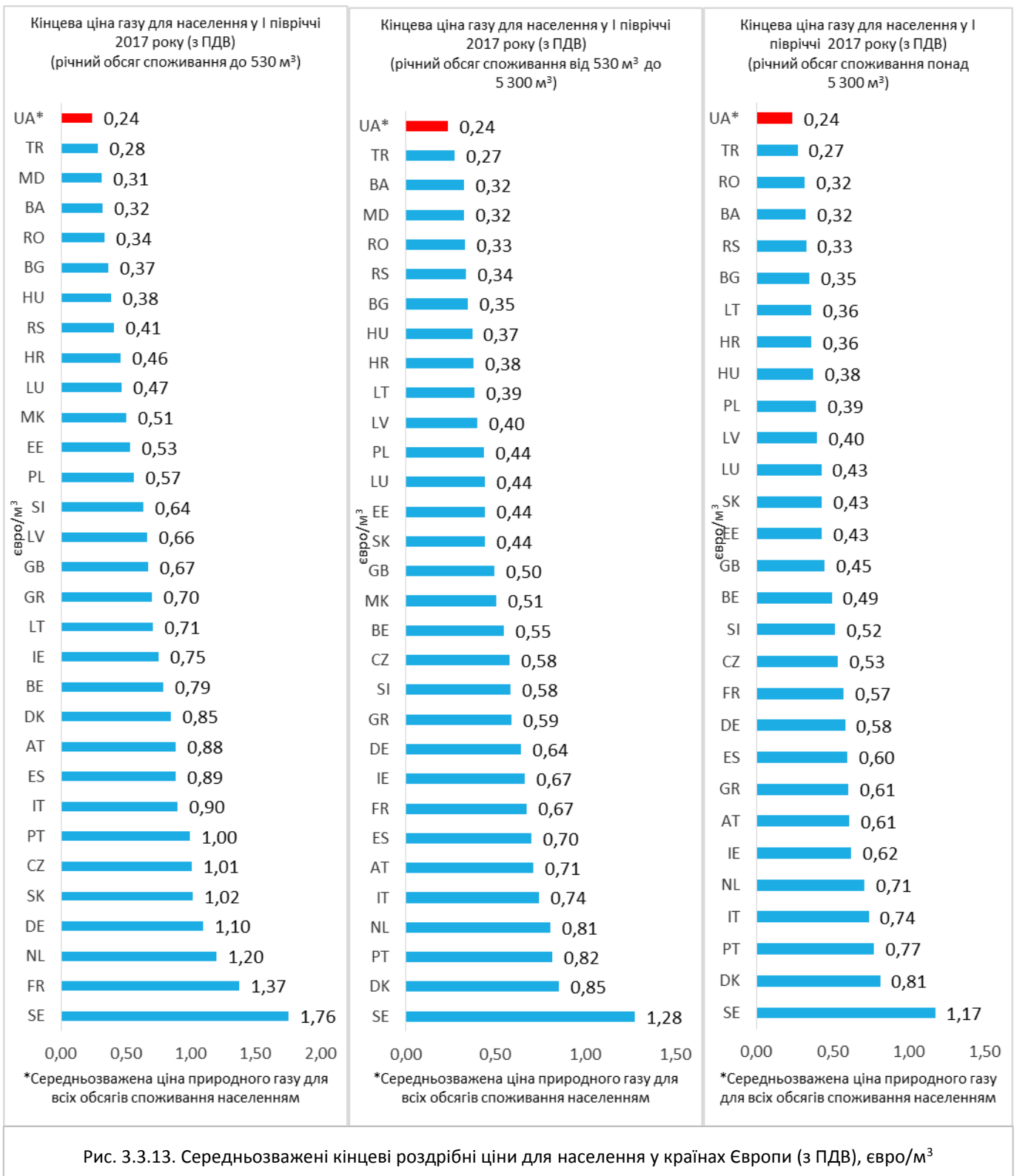
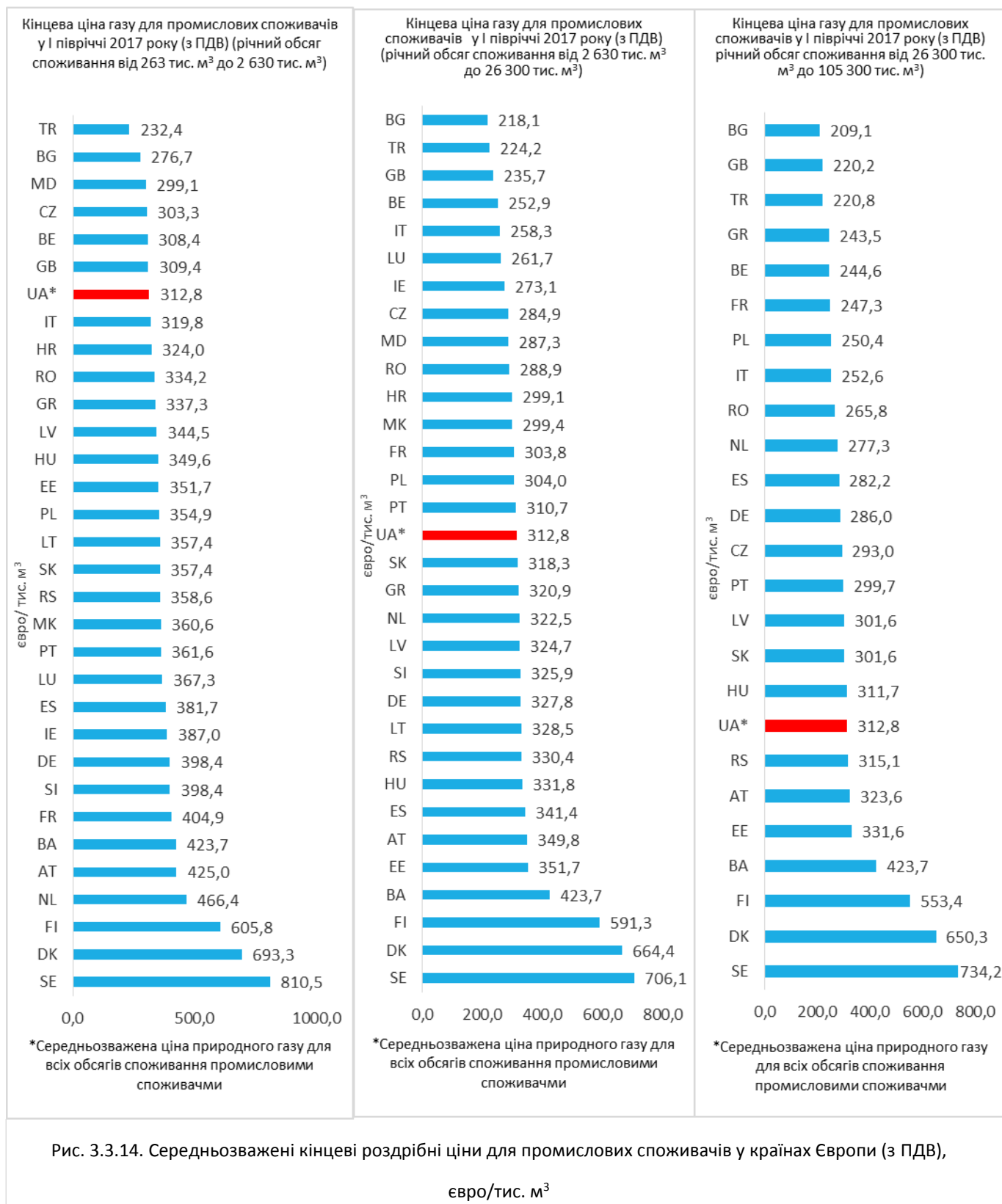


Рис. 3.3.13. Середньозважені кінцеві роздрібні ціни для населення у країнах Європи (з ПДВ), євро/м³



### Рівень конкуренції на роздрібному ринку

За наявною інформацією, протягом 2017 року діяло близько 225 постачальників природного газу.

За оцінкою НКРЕКП, у 2017 році близько 71 % обсягів постачання природного газу населенню (у 2016 році – 76 %) та 48 % обсягів постачання природного газу установам та організаціям, які фінансуються з державних та місцевих бюджетів (у 2016 році – 54 %), здійснювалось постачальниками, які знаходились у власності операторів ГРМ (об'єднаних під

брендом «Регіональна газова компанія»<sup>93</sup>). Разом з тим частка обсягів природного газу, які постачалися зазначеними постачальниками, на роздрібному ринку в цілому у 2017 році складає близько 32 % від загальних обсягів постачання природного газу на роздрібному ринку, яка близька до значення 2016 та 2015 років.

НАК «Нафтогаз України» у 2017 році був основним постачальником природного газу для виробників теплової енергії (ТКЕ). Частка його обсягів постачання природного газу від загальних обсягів постачання зазначеній категорії споживачів складає близько 79 %, що на 11 % менше, ніж у попередньому році (89,9 % – у 2016 році, 99,5 % – у 2015 році). Водночас частка обсягів природного газу, які постачалися НАК «Нафтогаз України» на роздрібному ринку природного газу в цілому складає близько 22 % від загальних обсягів постачання природного газу на роздрібному ринку, яка близька до значення 2016 року.

Також частка обсягів постачання природного газу промисловим підприємствам та іншим суб'єктам господарювання (крім релігійних організацій)<sup>94</sup> трьома найбільшими групами постачальників у загальних обсягах постачання зазначеним категоріям споживачів (за винятком обсягів постачання прямим споживачам) складає близько 38 %. У цілому на роздрібному ринку природного газу частка трьох найбільших груп постачальників (за оцінкою НКРЕКП) складала 63 % у 2017 році.

Крім того, частка обсягів постачання природного газу постачальниками, на яких Положеннями про ПСО 758 та 187 покладені спеціальні обов'язки (38 ліцензіатів), на нерегульованому сегменті роздрібного ринку природного газу із вільним ціноутворенням складала 15 % у 2017 році.

### **3.4. Захист прав споживачів**

#### **3.4.1. Моніторинг виконання спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів**

На виконання пункту 14 статті 4 Закону України «Про ринок природного газу» НКРЕКП було здійснено моніторинг виконання спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу.

*Щодо продажу видобутого природного газу ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» НАК «Нафтогаз України»*

У 2017 році загальний обсяг видобутку природного газу ПАТ «Укргазвидобування» склав близько 15,25 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі товарного природного газу – близько 14,32 млрд м<sup>3</sup>, ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» близько 6,2 млн м<sup>3</sup>, у тому числі товарного природного газу – близько 5,3 млн м<sup>3</sup>.

Обсяг продажу видобутого ПАТ «Укргазвидобування» природного газу НАК «Нафтогаз України» у 2017 році склав близько 13,89 млрд м<sup>3</sup>, ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» близько 5,9 млн м<sup>3</sup> (з урахуванням обсягів відбору природного газу з підземних сховищ газу).

При цьому ціна на природний газ, за якою НАК «Нафтогаз України» придбавала природний газ у ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», відповідала визначеній Положеннями про ПСО 758 та 187, а саме 4849 грн за 1000 м<sup>3</sup> (без урахування податку на додану вартість).

*Щодо продажу НАК «Нафтогаз України» природного газу постачальникам природного газу для потреб побутових споживачів та релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності)*

<sup>93</sup> <https://104.ua/ua/rgc/id/regionalna-gazova-kompanija-9539#sub9541>

<sup>94</sup> Без урахування даних ПАТ «Київгаз».

Обсяг продажу природного газу НАК «Нафтогаз України» постачальникам природного газу для потреб побутових споживачів у 2017 році склав близько 11,23 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 4941,50 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ).

Обсяг продажу природного газу НАК «Нафтогаз України» постачальникам природного газу для потреб релігійних організацій у 2017 році склав близько 18,9 млн м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 2469,03 грн за тис. м<sup>3</sup> (без ПДВ).

*Щодо постачання природного газу постачальниками побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності)*

Обсяг постачання природного газу постачальниками природного газу побутовим споживачам у 2017 році склав близько 11,23 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 6916,94 грн за тис. м<sup>3</sup> (з урахуванням торговельної надбавки (націнки)) природного газу зі спеціальними обов'язками, тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Обсяг постачання природного газу постачальниками природного газу релігійним організаціям у 2017 році склав близько 18,9 млн м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 3915,24 грн за тис. м<sup>3</sup> (з урахуванням торговельної надбавки (націнки) постачальника природного газу зі спеціальними обов'язками, тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Середньозважена ціна постачання природного газу (з урахуванням торговельної надбавки (націнки) постачальника природного газу зі спеціальними обов'язками, тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ) побутовим споживачам постачальниками природного газу у:

- I кварталі 2017 року – 6,8790 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- II кварталі 2017 року – 6,9420 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- III кварталі 2017 року – 6,9543 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- IV кварталі 2017 року – 6,9579 грн за 1 м<sup>3</sup>.

Середньозважена ціна постачання природного газу (з урахуванням торговельної надбавки (націнки) постачальника природного газу зі спеціальними обов'язками, тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ) релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) постачальниками природного газу у:

- I кварталі 2017 року – 3,9130 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- II кварталі 2017 року – 3,9176 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- III кварталі 2017 року – 3,9184 грн за 1 м<sup>3</sup>;
- IV кварталі 2017 року – 3,9186 грн за 1 м<sup>3</sup>.

У 2017 році середньозважена торговельна надбавка (націнка) постачальників природного газу при постачанні природного газу складала:

- побутовим споживачам – близько 89,92 грн за 1000 м<sup>3</sup> без ПДВ;
- релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) – близько 60,96 грн за 1000 м<sup>3</sup> без ПДВ.

*Щодо постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються релігійними організаціями для провадження їх виробничої діяльності)*

Обсяг постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню у 2017 році склав близько 4,61 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 4942,00 грн за тис. м<sup>3</sup> (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Обсяг постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничої діяльності) у 2017 році склав 1,7 млн м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 2471,00 грн за тис. м<sup>3</sup> (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Таким чином, у 2017 році обсяг споживання природного газу побутовими споживачами, релігійними організаціями (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності), виробниками теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються релігійними організаціями для провадження їх виробничої діяльності) складає близько 15,86 млрд м<sup>3</sup>, обсяг закупівлі природного газу НАК «Нафтогаз України» у ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» у 2017 році складає близько 13,9 млрд м<sup>3</sup>.

*Щодо постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії для виробництва теплової енергії (крім населення та релігійних організацій) та електричної енергії, які підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187*

Обсяг постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії (крім населення та релігійних організацій) та електричної енергії, які підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187, у 2017 році склав близько 0,96 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 6610,09 грн за тис. м<sup>3</sup> (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Обсяг постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води установам, що фінансуються за рахунок державного і місцевих бюджетів, у I кварталі 2017 року склав 0,42 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 4942,00 грн за тис. м<sup>3</sup> (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

Обсяг постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» виробникам теплової енергії (крім населення та релігійних організацій) та електричної енергії, які підпадають під дію Положення про ПСО 187, у II – IV кварталах 2017 року склав 0,54 млрд м<sup>3</sup>, середньозважена ціна – 7907,20 грн за тис. м<sup>3</sup> (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ).

За результатами проведеного моніторингу середньозважена роздрібна ціна на природний газ (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ) у 2017 році:

- для побутових споживачів була нижчою ніж для непобутових (промислових) споживачів, які не підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187, на 26 % (у I кварталі – на 31 %, у II кварталі – на 17 %, у III кварталі – на 18 %, у IV кварталі – на 31 %);
- для релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності) була нижчою ніж для непобутових (промислових) споживачів, які не підпадають під дію Положення про ПСО 758 та 187, на 63 % (у I кварталі – на 65 %, у II кварталі – на 58 %, у III кварталі – на 59 %, у IV кварталі – на 65 %);
- для виробників теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню була нижчою ніж для непобутових (промислових) споживачів, які не підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187, на 28 % (у I кварталі – на 32 %, у II кварталі – на 19 %, у III кварталі – на 20 %, у IV кварталі – на 33 %);
- для виробників теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії з метою надання послуг з опалення та постачання гарячої води для релігійних організацій (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничої діяльності) була нижчою ніж для непобутових (промислових) споживачів, які не підпадають під дію Положень про

ПСО 758 та 187, на 64 % (у I кварталі – на 66 %, у II кварталі – на 59 %, у III кварталі – на 60 %, у IV кварталі – на 66 %).

Разом з тим середньозважена роздрібна ціна на природний газ (без урахування тарифів на послуги з транспортування та розподілу природного газу та ПДВ), за якою НАК «Нафтогаз України» здійснював постачання природного газу *виробникам теплової енергії для виробництва теплової енергії (крім населення та релігійних організацій) та електричної енергії, які підпадають під дію Положень про ПСО 758 та 187*, у 2017 році була нижчою ніж для непобутових (промислових) споживачів на 3 % (у I кварталі – нижчою на 32 %, у II кварталі – вищою на 30 %, у III кварталі – вищою на 28 %, у IV кварталі – вищою на 8 %)

### 3.4.2. Постачальник «останньої надії»

З метою захисту прав споживачів Законом визначено постачальника «останньої надії», який не має права відмовити в укладенні договору постачання на обмежений період часу. Такий постачальник потрібен для безперервного забезпечення споживачів газом у разі раптової ліквідації або банкрутства їх діючого постачальника.

На виконання положень Закону рішенням Кабінету Міністрів України постачальником «останньої надії» до грудня 2017 року було визначено НАК «Нафтогаз України». Постачальник «останньої надії» зобов'язаний забезпечувати постачання природного газу споживачам тривалістю до 60 днів для надання їм можливості укладення договору з іншим постачальником.

Договір постачання між постачальником «останньої надії» і споживачем вважається укладеним з моменту початку фактичного постачання природного газу такому споживачу, а постачання природного газу споживачу здійснюється у порядку, визначеному правилами для постачальника «останньої надії»<sup>95</sup> та на умовах Типового договору постачання постачальником «останньої надії»<sup>96</sup>.

Ціна природного газу, який постачається постачальником «останньої надії», не повинна обмежувати конкуренцію на ринку природного газу та визначається Правилами постачання природного газу. Протягом 2017 року така ціна не повинна була перевищувати 20 % максимальної ціни, яка склалась на ринку природного газу за попередній місяць<sup>97</sup>.

Протягом 2017 року не було зафіксовано випадків постачання НАК «Нафтогаз України» природного газу споживачам як постачальником «останньої надії».

### 3.4.3. Зміна постачальників споживачами

Положеннями частини першої статті 14 Закону визначено, що усім споживачам гарантується право вибору постачальника.

Законом забороняється стягувати плату або вимагати будь-яку іншу фінансову компенсацію у зв'язку із зміною постачальника (крім випадків, коли така плата або компенсація прямо передбачена договором постачання із споживачем, що не належить до категорії побутових споживачів). Діючий постачальник не має права встановлювати умови для припинення договору постачання, які обмежують право споживача на зміну постачальника.

Крім того, частиною другою вказаної вище статті 14 Закону передбачено, що за умови виконання споживачем своїх зобов'язань за договором постачання:

1) зміна постачальника за ініціативою споживача має бути завершена в термін не більше трьох тижнів з дня повідомлення таким споживачем про намір змінити постачальника за умови дотримання правил зміни постачальника, у тому числі обов'язку щодо здійснення повного остаточного розрахунку з попереднім постачальником;

<sup>95</sup> Розділ V Правил постачання природного газу;

<sup>96</sup> Постанова НКРЕКП від 30.09.2015 № 2501;

<sup>97</sup> Розділ V Правил постачання природного газу.



Рис. 3.4.1. Непобутові споживачі, які змінили постачальника у 2017 році, од.

2) до припинення договору постачання діючий постачальник зобов'язаний забезпечувати постачання природного газу споживачу на умовах діючого договору.

Наявність спору між діючим постачальником і споживачем, який заявив про намір змінити постачальника, не є підставою для затримки у виконанні договору постачання з новим постачальником.

Умови діяльності постачальників природного газу, а також процедури їх заміни споживачам врегульовані Правилами постачання природного газу та Кодексом розподільних систем.

Кількість споживачів, які змінили постачальника у 2017 році становила 4 456, з яких побутових – 12 споживачів та непобутових<sup>98</sup> – 4 444 (рис. 3.4.1). При чому

частка непобутових споживачів, які змінили постачальника, у загальній кількості непобутових споживачів<sup>99</sup> становила 4 %.

#### 3.4.4. Якість газу та впровадження заходів з її регулювання

Відповідно до Кодексу ГРМ фізико-хімічні характеристики природного газу, що розподіляються споживачеві, мають відповідати вимогам, встановленим у Кодексі ГТС, зокрема щодо калорійності природного газу, вмісту кисню, сірководню, азоту, механічних домішок тощо.

Правилами постачання та Кодексом ГРМ визначено, що споживач має право на відшкодування збитків, отримання компенсацій, проведення перерахунку наданих послуг у разі:

- припинення постачання газу з вини оператора ГРМ або за неправомірним дорученням постачальника;
- підтвердження факту відхилення параметрів якості газу та/або його тиску. У Кодексі ГРМ визначено формулу розрахунку розміру та порядок компенсації за недотримання таких показників якості газу: теплота згоряння, вміст механічних домішок, температура точки роси за вологою, температура точки роси за вуглеводнями;
- несвоєчасного надання інформації або надання недостовірної інформації оператором ГРМ;
- шкоди, завданої об'єкту і майну споживача, його життю та здоров'ю внаслідок порушення оператором ГРМ вимог Кодексу ГРМ, договору про розподіл та правил безпеки газопостачання.

Кодексом ГРМ встановлено порядок надання та граничні терміни виконання ряду послуг, зокрема щодо видачі технічних умов на приєднання до газорозподільної системи, підключення до мереж та пуску газу, тимчасового припинення розподілу природного газу, відновлення газопостачання, обліку (повірка, експертиза засобів вимірювальної техніки), перевірки якості природного газу та надання споживачеві даних щодо фізико-хімічних параметрів газу, що розподіляється споживачеві тощо.

Крім цього, у звітному році було прийнято постанову НКРЕКП від 21.09.2017 № 1156 «Про затвердження Мінімальних стандартів та вимог до якості обслуговування споживачів та

<sup>98</sup> Без урахування даних ПАТ «Київгаз».

<sup>99</sup> Приєднаних до мереж операторів газорозподільних систем



постачання природного газу», якою запроваджено моніторинг якості послуг постачання та розподілу природного газу.

### 3.4.5. Скарги споживачів та врегулювання спорів

Одним із основних завдань НКРЕКП, визначених у законах України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про ринок природного газу», «Про природні монополії», є захист прав споживачів товарів (послуг) на ринку, що перебуває у стані природної монополії, та на суміжних ринках, зокрема у нафтогазовій сфері.

З метою забезпечення захисту прав та законних інтересів споживачів природного газу НКРЕКП у 2017 році здійснювала детальний розгляд наведеної у зверненнях (скаргах, заявах) інформації та у разі необхідності проводила в установленому порядку перевірки фактів порушень прав споживачів із залученням територіальних підрозділів НКРЕКП.

За результатами отриманої від територіальних підрозділів НКРЕКП інформації та відповідно до вимог чинного законодавства розглядалися та здійснювались заходи щодо можливих шляхів вирішення спірних питань. НКРЕКП направляла листи суб'єктам господарювання з вимогами щодо приведення взаємовідносин зі споживачами природного газу у відповідність до положень законодавства. У випадках неусунення суб'єктами господарювання порушень вимог законодавства такі факти порушень включались до актів перевірки дотримання ліцензіатами Ліцензійних умов та розгляд спірного питання здійснювався на засіданні НКРЕКП у формі відкритого слухання, за результатами якого приймалися відповідні рішення.

При розгляді звернень споживачів у 2017 році НКРЕКП дотримувалась вимог законів України «Про звернення громадян», «Про інформацію», «Про доступ до публічної інформації» тощо.

Для забезпечення реалізації прав громадян і організацій на доступ до інформації та обізнаності громадян щодо їх прав та обов'язків як споживачів природного газу НКРЕКП регулярно публікуються окремі відповіді на найбільш поширені питання, інформаційні та аналітичні матеріали у своєму офіційному друкованому виданні – «Інформаційний бюлетень НКРЕКП», на офіційному веб-сайті НКРЕКП та в системах інформаційно-правового забезпечення «ЛІГА:ЗАКОН» і «Законодавство».

За результатами проведеної у 2017 році роботи із захисту прав споживачів було виявлено, що споживачі природного газу переважно звертались до НКРЕКП з питаннями щодо:

- відповідності положенням законодавства дій постачальників природного газу та операторів ГРМ;
- правомірності здійснених нарахунків за надані послуги з газопостачання та причин утворення заборгованості;
- надання правової оцінки діям постачальників природного газу та операторів ГРМ з питань припинення газопостачання;
- порядку установлення індивідуальних лічильників газу та загальнобудинкових вузлів обліку природного газу;
- правомірності здійснених перерахунків (донарахунків) або зміни режиму нарахування об'ємів природного газу у разі виявлення порушень вимог Кодексу ГРМ;
- проведення періодичної/позачергової повірки лічильника газу;
- проведення експертизи лічильників газу;
- самовільної заміни споживачами газових приладів та пристроїв;
- перевірки та очищення димових та вентиляційних каналів;
- приєднання до газорозподільних систем;
- порядку укладання договорів постачання та розподілу природного газу.

Положеннями Закону, Правилами постачання природного газу, а також Типовим договором постачання природного газу побутовим споживачам передбачено обов'язок постачальника забезпечити споживача всією необхідною інформацією про загальні умови постачання (у тому числі ціни), права та обов'язки постачальника та споживача, зазначення актів законодавства, якими регулюються відносини між постачальником і споживачем, наявні способи досудового вирішення спорів з таким постачальником шляхом її розміщення на офіційному веб-сайті постачальника; обов'язок постачальника забезпечити споживача інформацією про обсяги та інші показники споживання природного газу таким споживачем на безоплатній основі; обов'язок постачальника забезпечити споживачу вибір способу оплати з метою уникнення дискримінації; обов'язок постачальника забезпечити споживача прозорими, простими та доступними способами досудового вирішення спорів з таким постачальником; обов'язок постачальника повідомити споживачу про намір внесення змін до договору постачання природного газу в частині умов постачання до початку дії таких змін та гарантування права споживача на дострокове розірвання договору постачання, якщо нові умови постачання є для нього неприйнятними.

Крім того, визначено, що спірні питання між споживачем і постачальником щодо постачання природного газу, оплати послуг постачальника, відшкодування збитків тощо мають вирішуватися шляхом переговорів, а у разі недосягнення згоди – у судовому порядку.

Споживач та постачальник не обмежуються в праві звернутися до НКРЕКП чи його територіальних підрозділів за відповідними роз'ясненнями щодо застосування нормативно-правових актів НКРЕКП та з метою врегулювання правовідносин на ринку природного газу.

## 4. СФЕРА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

### 4.1. Основні пріоритети сфери теплопостачання

НКРЕКП як державним колегіальним органом, метою діяльності якого є, зокрема, забезпечення ефективного державного регулювання діяльності ліцензіатів у частині реалізації визначених законодавством повноважень та виконання завдань щодо забезпечення ефективного функціонування регульованого сектору теплопостачання з дотриманням принципу збалансованості інтересів держави, споживачів та підприємств сфери комунальних послуг, було визначено такі основні пріоритетні напрямки діяльності:

- удосконалення існуючої та розробка нової нормативно-правової бази щодо тарифоутворення у сфері теплопостачання;
- підвищення рівня розрахунків теплопостачальних і теплогенеруючих підприємств з НАК «Нафтогаз України» за використаний для виробництва теплової енергії природний газ, розрахунків споживачів теплової енергії та комунальних послуг (з централізованого опалення та з централізованого постачання гарячої води);
- забезпечення вимог положень Коаліційної угоди щодо децентралізації (дерегуляції) та розширення повноважень місцевих державних адміністрацій і органів місцевого самоврядування у частині здійснення ліцензування та тарифного регулювання у сфері теплопостачання;
- забезпечення 100-відсоткового рівня оснащеності приладами комерційного обліку багатоквартирного житлового фонду як гарантія права споживачів на отримання справедливих (обґрунтованих) та коректних нарахунків плати виключно за фактично спожиту теплову енергію, послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води;
- забезпечення прозорості та відкритості діяльності НКРЕКП і проведення виваженої політики, направленої на захист споживачів;
- упровадження дієвих стимулів для підвищення ефективності діяльності підприємств сфери теплопостачання, поліпшення якості послуг та створення сприятливих умов для залучення необхідних інвестицій шляхом запровадження системи тарифоутворення на принципах стимулюючого регулювання.

**Пріоритет: удосконалення існуючої та розробка нової нормативно-правової бази щодо тарифоутворення у сфері теплопостачання.**

НКРЕКП з метою забезпечення ефективної реалізації визначених основних пріоритетів своєї діяльності, відповідно до наданих чинним законодавством повноважень у частині державного регулювання сфери теплопостачання, протягом останніх років здійснювала масштабну роботу щодо вдосконалення нормативно-правового регулювання та методологічного забезпечення діяльності своїх ліцензіатів, зокрема:

- прийнято постанову НКРЕКП від 24.03.2016 № 377 «Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води» (далі – Порядок № 377), який дозволяє враховувати механізми стимулювання, зокрема в частині зменшення фактичних втрат теплової енергії в мережах;
- прийнято постанови НКРЕКП від 31.03.2016 №№ 528, 529 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання» та «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води» (далі – Процедури);

- постановою НКРЕКП від 01.07.2016 № 1214 затверджено Порядок урахування втрат теплової енергії в теплових мережах у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання, яким передбачено впровадження механізму стимулювання тепlopостачальних підприємств до скорочення фактичних втрат теплової енергії до розрахункових значень з одночасним диференційованим врахуванням різниці між фактичними і розрахунковими втратами теплової енергії при встановленні тарифів на теплову енергію та затвердженням програми зниження фактичних втрат теплової енергії для кожного конкретного підприємства;
- постановою НКРЕКП від 31.08.2017 № 1059 затверджено Порядок розроблення, погодження, затвердження та виконання інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері тепlopостачання, яким визначається обґрунтованість запланованих суб'єктами господарювання у сфері тепlopостачання капіталовкладень та/або витрат у структурі інвестиційної складової тарифів на теплову енергію за тарифом, встановленим на принципах економічної доцільності, у тому числі на принципах стимулюючого регулювання, а також цільового використання коштів цими суб'єктами;
- на виконання вимог «Прикінцевих та перехідних положень» Закону України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» постановою НКРЕКП від 07.11.2017 № 1375 внесено зміни до Порядку № 377 у частині виключення зі структури тарифів витрат на встановлення, обслуговування та заміну вузлів комерційного та розподільного обліку теплової енергії та води;
- постановою НКРЕКП від 10.10.2017 № 1223 затверджено Порядок (правила) організації та ведення обліку за ліцензованими видами діяльності суб'єктами господарювання у сфері тепlopостачання, яким визначено механізм, принципи, процедури та єдині методичні засади організації та ведення обліку за ліцензованими видами діяльності окремо від інших видів господарської діяльності, державне регулювання яких здійснює НКРЕКП;
- з метою визначення єдиного підходу до порядку складання і подання форм звітності, пояснення щодо їх заповнення, термінів, періодичності та способів подання цієї звітності до НКРЕКП ліцензіатами постановою НКРЕКП від 31.05.2017 № 717 затверджено Правила організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
- постановами НКРЕКП від 07.11.2017 №№ 1376, 1377 внесено зміни до Процедур у частині проведення відкритих обговорень (слухань) на місцях питань щодо необхідності встановлення цін (тарифів)/змін до Порядку відкритих обговорень;
- для досягнення балансу інтересів споживачів, суб'єктів господарювання і держави, забезпечення безперешкодного доступу споживачів, ліцензіатів, органів державної влади та органів місцевого самоврядування, організацій, що представляють інтереси споживачів, громадських організацій та засобів масової інформації до інформації та їх обізнаності на засадах гласності, відкритості та свободи висловлювань НКРЕКП постановою від 30.06.2017 № 866 затверджено Порядок проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – Порядок відкритих обговорень), яким визначено процедуру організації та проведення відкритого обговорення проектів рішень НКРЕКП, зокрема з питань встановлення тарифів на теплову енергію та послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання.

**Пріоритет: підвищення рівня розрахунків тепlopостачальних і теплогенеруючих підприємств з НАК «Нафтогаз України» за використаний для виробництва теплової енергії**

**природний газ, розрахунків споживачів теплової енергії та комунальних послуг (з централізованого опалення та з централізованого постачання гарячої води).**

На виконання вимог постанови Кабінету Міністрів України від 18.06.2014 № 217, якою затверджено Порядок розподілу коштів, що надходять на поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків з постачальником природного газу, на якого покладено спеціальні обов'язки (далі – Порядок розподілу), НКРЕКП постановою від 30.10.2014 № 211 вперше було затверджено *Реєстр нормативів перерахування коштів, що надходять на поточні рахунки із спеціальним режимом використання теплопостачальних і теплогенеруючих організацій як плата за теплову енергію та/або надані комунальні послуги з централізованого опалення і централізованого постачання гарячої води від усіх категорій споживачів та як плата теплопостачальних організацій за вироблену теплогенеруючими організаціями теплову енергію, на листопад 2014 року.*

Разом з тим у частині реалізації вимог постанови Кабінету Міністрів України від 18.06.2014 № 217 паралельно з роботою щодо встановлення нормативів розподілу коштів та затвердження їх реєстрів НКРЕКП шляхом нормативно-правового регулювання було вжито заходів, спрямованих на забезпечення дотримання дисципліни газоспоживання, поліпшення розрахунків за використаний природний газ та сприяння сталому функціонуванню газового господарства паливно-енергетичного комплексу України.

Так, з метою збалансування інтересів усіх учасників платіжно-розрахункових відносин НКРЕКП проводилась робота щодо вдосконалення Порядку розподілу, зокрема постановою Кабінету Міністрів України від 18.12.2015 № 1086 його було викладено в новій редакції і визначено, що нормативи розподілу коштів теплопостачальних та теплогенеруючих організацій (далі – нормативи) встановлюються відповідно до затверджених структур тарифів на теплову енергію та/або комунальні послуги з централізованого опалення, централізованого постачання гарячої води.

Протягом 2016 року здійснювалась робота, спрямована на вдосконалення Порядку розподілу, зокрема:

- продовжено дію показника Граничного нормативу перерахування коштів на поточний рахунок теплопостачальної або теплогенеруючої організації (Нгран) (постанова КМУ від 02 березня 2016 року № 138);
- скориговано формулу показника Нгран шляхом включення витрат на обслуговування та повернення кредитів міжнародних фінансових організацій (постанова КМУ від 11 жовтня 2016 року № 706);
- скориговано формулу показника Коефіцієнта рівня розрахунків за договорами купівлі-продажу (постачання) природного газу з постачальником природного газу із спеціальними обов'язками (Кр) у частині врахування сум заборгованості за природний газ, що виникла унаслідок надання населенню 50 % розстрочки в оплаті за послугу з централізованого опалення (постанова КМУ від 26 жовтня 2016 року № 892).

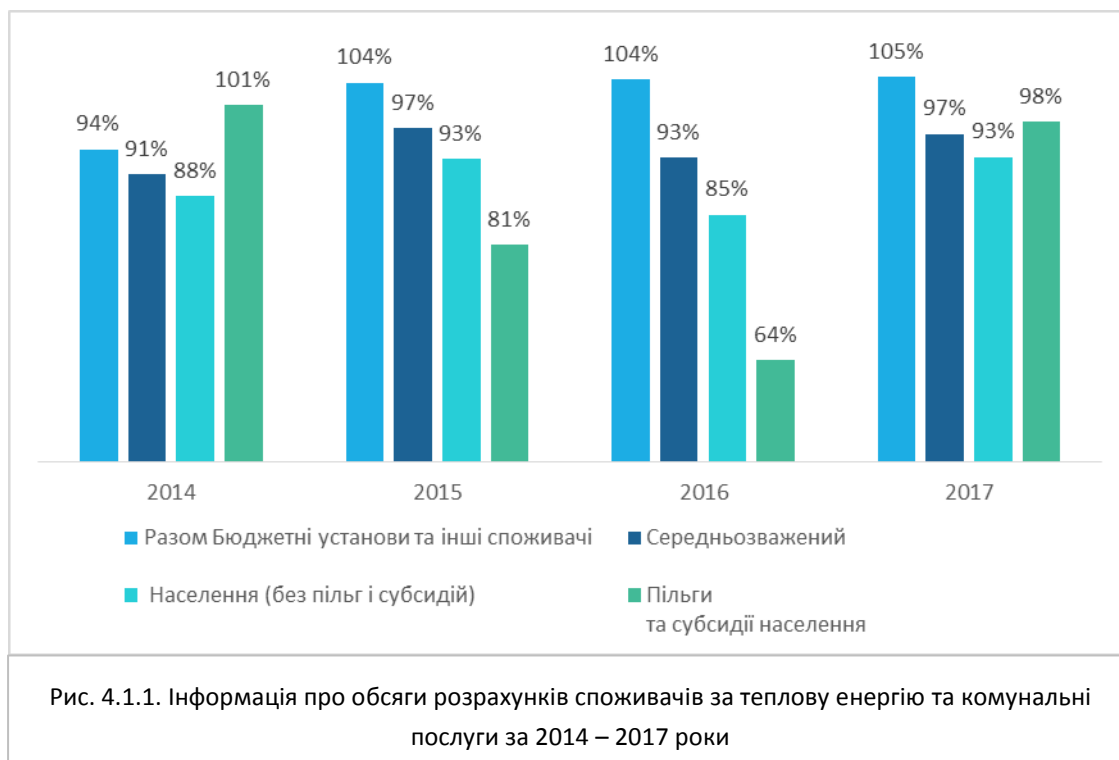
У 2017 році НКРЕКП продовжувалась робота щодо вдосконалення Порядку розподілу, зокрема:

- скориговано формулу показника Кр у частині врахування фактичних строків оплати населенням послуг з опалення (постанова КМУ від 25 січня 2017 року № 70).
- скориговано формулу показника Нгран у частині врахування витрат на фінансування інвестиційних програм, які схвалені НКРЕКП (постанова КМУ від 12 липня 2017 року № 492).

Таким чином, зусиллями НКРЕКП повною мірою було забезпечено досягнення законодавчо визначеної мети з недопущення зростання заборгованості теплопостачальних/теплогенеруючих

організацій та покращення стану розрахунків перед НАК «Нафтогаз України» за природний газ, спожитий для виробництва теплової енергії.

Разом з цим слід зазначити, що комплексний підхід до вирішення проблемних питань у сфері захисту споживачів, зокрема забезпечення прозорості, публічності процесу формування тарифів, вдосконалення формули нарахувань за спожиті комунальні послуги у разі відсутності лічильників та забезпечення достатньо високого рівня оснащеності приладами обліку, дозволив в умовах приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня протягом 2014 – 2016 років не знизити рівень розрахунків споживачів теплової енергії та комунальних послуг і в 2017 році забезпечити його на рівні 97 %.



**Пріоритет:** забезпечення вимог положень Коаліційної угоди щодо децентралізації (дерегуляції) та розширення повноважень місцевих державних адміністрацій і органів місцевого самоврядування у частині здійснення ліцензування та тарифного регулювання у сфері теплопостачання.

Відповідно до вимог чинного законодавства та положень Коаліційної угоди від 21.11.2014 щодо дерегуляції та передачі частини повноважень на місцевий (регіональний) рівень постановою НКРЕКП від 22.03.2017 № 308 було затверджено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії, Ліцензійні умови з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами та Ліцензійні умови з постачання теплової енергії (далі – Ліцензійні умови), якими встановлено нові технологічні та спеціальні (особливі) вимоги до провадження вищезазначених видів господарської діяльності. Зокрема якщо суб'єкт господарювання здійснює (або має намір здійснювати) діяльність з виробництва, транспортування або постачання теплової енергії в обсягах, що перевищують визначені Ліцензійними умовами рівні (з виробництва теплової енергії – 170 тис. Гкал, з транспортування та постачання теплової енергії – 145 тис. Гкал), та при цьому рівень забезпеченості суб'єктом господарювання споживачів приладами обліку теплової енергії становить 70 % станом на 01 серпня 2017 року та 90 % станом на 01 січня 2018 року, ліцензування такої діяльності і, відповідно, встановлення тарифів належать до повноважень НКРЕКП.

До набрання чинності новими Ліцензійними умовами НКРЕКП здійснювала ліцензування діяльності 254 суб'єктів господарювання, обсяги реалізації теплової енергії яких у 2015 – 2016 роках становили 48,4 та 49,2 млн Гкал відповідно (рис. 4.1.2, рис. 4.1.3).

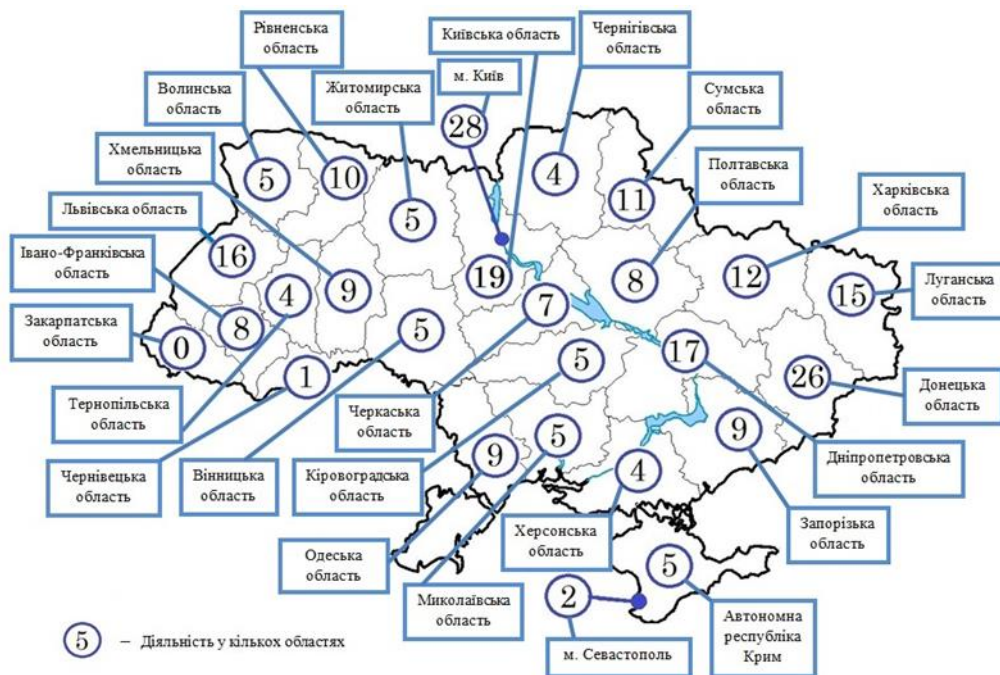


Рис. 4.1.2. Кількість ліцензійних суб'єктів НКРЕКП по регіонах України до набрання чинності Ліцензійними умовами

На сьогодні діяльність 206 із зазначених 254 ліцензійних суб'єктів згідно з чинними Ліцензійними умовами належить до сфери регулювання органів місцевого самоврядування. Але, незважаючи на те, що кількість ліцензійних суб'єктів НКРЕКП зменшилась на 81% і становить 48 суб'єктів господарювання, їх обсяги реалізації теплової енергії у 2017 році склали 30,6 млн Гкал або 70% від обсягу реалізації теплової енергії суб'єктів господарювання, діяльність яких регулювалась НКРЕКП у 2016 році.



Рис. 4.1.3. Кількість ліцензійних суб'єктів НКРЕКП по регіонах України після набрання чинності Ліцензійними умовами (19.05.2017)

Таким чином, попри те, що кількість підприємств теплопостачання, які підпадають під ліцензування НКРЕКП, істотно скоротилась, питома вага фактичного річного обсягу реалізації теплової енергії суб'єктами господарювання, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП, не зазнала суттєвого зменшення.

Поряд з цим слід зауважити, що відповідно до вимог Закону України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» у частині забезпечення 100-відсоткового рівня оснащення приладами обліку та беручи до уваги вимоги Ліцензійних умов, за яких на суб'єктах господарювання у сфері тепlopостачання розповсюджується регулювання НКРЕКП, зокрема за умови, якщо рівень забезпеченості суб'єктом господарювання споживачів приладами обліку теплової енергії становить 90 %, кількість ліцензіатів НКРЕКП у 2018 році може збільшитися за рахунок досягнення підприємствами 90-відсоткового рівня забезпеченості споживачів приладами обліку теплової енергії.

**Пріоритет: забезпечення 100 % рівня оснащення приладами комерційного обліку багатоквартирного житлового фонду як гарантія права споживачів на отримання справедливих (обґрунтованих) та коректних нарахунків плати виключно за фактично спожиту теплову енергію, послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води.**

Відсутність будинкових приладів обліку теплової енергії протягом останніх десятиліть призводила до некоректних нарахунків за спожиті послуги з централізованого опалення.



Так, станом на кінець 2014 року рівень оснащення приладами комерційного обліку теплової енергії багатоквартирного житла становив лише 32 %.

З метою забезпечення обґрунтованих нарахунків за спожиту населенням комунальну послугу з централізованого опалення, виключно за показниками приладів обліку теплової енергії, КМУ та НКРЕКП одним із пріоритетних завдань було визначено забезпечення стовідсоткового обліку спожитої теплової енергії.

Так, з початку 2015 року, ґрунтуючись на положеннях протоколу засідання Кабінету

Міністрів України від 08.04.2015 № 43, пункту 3 рішення Ради національної безпеки і оборони України від 04 листопада 2014 року «Про стан забезпечення енергетичної безпеки держави та невідкладні заходи щодо сталого проведення опалювального сезону 2014/15 року», введеного в дію Указом Президента України від 14 листопада 2014 року № 876/2014, а також Листа про наміри Уряду України і Національного банку України до Міжнародного валютного фонду та Меморандуму про економічну та фінансову політику, схвалених розпорядженням Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2015 року № 129-р, НКРЕКП було прийнято рішення щодо першочергового включення до інвестиційних програм ліцензіатів заходів із встановлення у багатоквартирному житловому фонді приладів комерційного обліку споживання теплової енергії для досягнення 100 % показника забезпеченості.

У результаті принципової позиції НКРЕКП показник оснащення приладами комерційного обліку теплової енергії на кінець 2015 року зріс до 52 %. Станом на листопад 2016 року оснащення приладами обліку теплової енергії досягла 63 %.

Завдяки вжитим НКРЕКП заходам, зокрема щодо забезпечення першочергового врахування в інвестиційних програмах 2014 – 2017 років заходів щодо встановлення приладів обліку, рівень оснащення житлового фонду приладами обліку підвищився з 32 % (на початок 2014 року) до 90 % (на початок 2018 року) (рис. 4.1.4).





житлового фонду будинковими приладами обліку теплової енергії станом на 01.01.2018 становить 90 % (відносно кількості теплових вводів, що підлягають оснащенню) та 94,4 % (відносно опалювальної площі) (рис. 4.1.5).

Стан оснащеності приладами обліку житлових будинків у розрізі ліцензіатів НКРЕКП станом на 01.01.2018 наведено в додатку 4.1.1.

**Пріоритет: забезпечення прозорості та відкритості діяльності НКРЕКП і проведення виваженої політики, направленої на захист споживачів.**

Відповідно до статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» для ефективного виконання завдань державного регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг НКРЕКП, зокрема:

- забезпечує захист прав та законних інтересів споживачів товарів (послуг), які виробляються (надаються) суб'єктами господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг;
- розглядає звернення таких споживачів, врегульовує спори та надає роз'яснення з питань застосування нормативно-правових актів НКРЕКП;
- встановлює мінімальні стандарти та вимоги до якості обслуговування споживачів;
- забезпечує відповідно до закону доступ споживачів до інформації про ціни/тарифи, зокрема у сфері теплопостачання.

Дотримуючись принципів державної регуляторної політики, визначених Законом України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності», зокрема прозорості та врахування громадської думки, НКРЕКП здійснювала нормативно-правове регулювання діяльності суб'єктів господарювання та відносин, що виникають у сфері теплопостачання шляхом розробки та прийняття нормативних актів, спрямованих, у тому числі, на забезпечення захисту (прав) споживачів.

НКРЕКП було ініційовано та розроблено зміни до Правил надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення, що дозволили проводити справедливі нарахування споживачам комунальних послуг на підставі фактичних даних температури зовнішнього повітря в умовах відсутності обліку (постанова КМУ від 30 жовтня 2015 року № 1037 «Про запровадження перерахунку вартості послуги з централізованого опалення залежно від температури зовнішнього повітря» та постанова КМУ від 30 листопада 2016 року № 865 «Про особливості нарахування плати за надану послугу з централізованого опалення населенню у разі відсутності у квартирі (будинку садибного типу) та на вводах у багатоквартирний будинок засобів обліку теплової енергії в опалювальний сезон 2016/17 року»).

Крім того, у зв'язку з прийняттям Кабінетом Міністрів України постанови від 19.10.2016 № 744 «Про зменшення фінансового навантаження на споживачів щодо оплати послуги з централізованого опалення шляхом створення умов для отримання розстрочки на оплату послуги з централізованого опалення», яка надала можливість споживачам житлово-комунальної послуги з централізованого опалення, що не є отримувачами субсидій, отримати розстрочку в оплаті зазначеної послуги, НКРЕКП було прийнято протокольне рішення щодо зобов'язання теплопостачальних підприємств – виконавців послуг з централізованого опалення друкувати на зворотній стороні платіжки (починаючи вже з жовтня 2016 року і надалі) роз'яснення умов отримання домогосподарствами, які не є отримувачами субсидій, розстрочки з оплати за спожиту комунальну послугу з централізованого опалення, механізму її оформлення та зразок заяви споживача.

Разом з тим на виконання вимог Закону України «Про особливості доступу до інформації у сферах постачання електричної енергії, природного газу, теплопостачання, централізованого постачання гарячої води, централізованого питного водопостачання та водовідведення», та з метою підвищення рівня інформування населення та надання споживачам ключової інформації про споживання ними енергоресурсів НКРЕКП було прийнято постанову від 30.03.2017 № 464 «Про щорічне забезпечення споживачів ключовою інформацією про послуги у сферах енергетики та комунальних послуг».

Упровадження Порядку відкритих обговорень поряд з реалізацією принципів відкритості, прозорості, врахування громадської думки та доступності процесу державного регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг ще більшою мірою сприяло посиленню ролі місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування у процесі тарифоутворення сфери теплопостачання, які відповідно до законодавчо визначених повноважень, зокрема, затверджують норми споживання та якості житлово-комунальних послуг, розробляють та затверджують стандарти, нормативи, норми, порядки і правила у сфері житлово-комунальних послуг, погоджують інвестиційні програми, загальновиробничі питомі норми витрат паливно-енергетичних ресурсів, температурні графіки роботи теплових мереж, узгоджують плани підприємств, установ та організацій, що не належать до комунальної власності.

### **Повноваження органів місцевого самоврядування**

#### **Ключові повноваження, що безпосередньо впливають на тарифи:**

- Затвердження норм споживання та якості житлово-комунальних послуг, контроль за їх дотриманням
- Узгодження планових обсягів виробництва, транспортування та реалізації теплової енергії
- Погодження загальновиробничих питомих норм витрат паливно-енергетичних ресурсів
- Погодження інвестиційних програм стосовно об'єктів теплопостачання комунальної власності
- Встановлення цін/тарифів на житлово-комунальні послуги, затвердження норм споживання та якості житлово-комунальних послуг, розроблення стандартів, нормативів, норм, порядків і правил у сфері житлово-комунальних послуг
- Формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води, надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води
- Розгляд проектів планів підприємств і організацій, які належать до комунальної власності відповідних територіальних громад, внесення до них зауважень і пропозицій, здійснення контролю за їх виконанням
- Погодження штатного розкладу комунальних підприємств, орендної плати за орендоване комунальне майно, рішень про передачу майна, реорганізацію підприємств комунальної власності (об'єднання підприємств або створення нових)
- Встановлення місцевих податків і зборів, зокрема ставки плати за землю та пільги щодо земельного податку, що сплачується на відповідній території

#### **Відповідно до:**

Закон України «Про місцеве самоврядування в Україні»

Закон України «Про житлово-комунальні послуги»  
Закон України «Про теплопостачання»

Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води, затверджений постановою КМУ від 01.06.2011 № 869

Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води, затверджений постановою НКРЕКП від 24.03.2016 № 377

Податковий кодекс України

 **Органи місцевого самоврядування мають широкі можливості впливати на тарифи**

Так, положеннями Порядку відкритих обговорень передбачено, що до винесення питання щодо встановлення цін (тарифів)/змін до них, схвалення/затвердження інвестиційних програм/планів розвитку/змін до них на відкрите обговорення НКРЕКП ліцензіат має провести відкрите обговорення (відкрите слухання) на місцях зазначеного питання.

Результат відкритого обговорення (відкритого слухання) на місцях оформлюється протоколом, який підлягає оприлюдненню ліцензіатом на своєму офіційному веб-сайті та надсилається до НКРЕКП.

## В ЧЕРНИГОВЕ ПРОШЛИ ОБЩЕСТВЕННЫЕ СЛУШАНИЯ О ПЕРЕСМОТРЕ ТАРИФОВ

Facebook Twitter Telegram

15.08.2017



Черниговский городской совет провел открытые слушания с общественностью по вопросам модернизации тепловых сетей города, что позволит снизить тарифы на отопление и поставку горячей воды. Об этом сообщил собственный корреспондент телеканала NewsOne.

Отмечается, что модернизация тепловой магистрали даст возможность без перебоев и аварий пережить отопительный сезон, а также позволит уменьшить теплопотери в трубопроводе.



З ЛІСОВУ ПОЖЕЖУ ЗАТРИМАЮТЬСЯ ДВА ПАСАЖИРСЬКІ ПОЇЗДИ З МАРІУПОЛЯ



**Результати відкритого обговорення (відкритого слухання)**  
**ПАТ «Облтеплокомуненерго»**

**ВИСНОВОК:**  
 Висновок виконавчого органу місцевого самоврядування щодо виконання умов договору про модернізацію теплових мереж ПАТ «Облтеплокомуненерго» за період проведення відкритих обговорень. Висновок виконавчого органу місцевого самоврядування щодо виконання умов договору про модернізацію теплових мереж ПАТ «Облтеплокомуненерго» за період проведення відкритих обговорень. Висновок виконавчого органу місцевого самоврядування щодо виконання умов договору про модернізацію теплових мереж ПАТ «Облтеплокомуненерго» за період проведення відкритих обговорень.

**ВИРІШЕННЯ:**  
 1. Затвердити проект рішення виконавчого органу місцевого самоврядування про модернізацію теплових мереж ПАТ «Облтеплокомуненерго» за період проведення відкритих обговорень.

**ПОГОДЖЕНО:**  
 Виконавчий орган місцевого самоврядування Чернігівської міської ради  
 Представник Департаменту ЖКУ та ТЕП Чернігівської ОДА  
 Голова ФСК ЧМР

А.В. Черненко  
 О.М. Абрамова  
 О.Ю. Силина

15.08.2017

Крім того, відповідно до Порядку відкритих обговорень органи місцевого самоврядування мають брати безпосередню участь у відкритих обговореннях проектів рішень НКРЕКП, зокрема з питань встановлення цін (тарифів)/змін до них у сфері теплопостачання.



Таким чином, започаткування процедури проведення відкритих обговорень питань щодо необхідності встановлення/зміни тарифів, яке сприяло забезпеченню доступності, відкритості та прозорості процесу прийняття НКРЕКП рішень щодо схвалення відповідних тарифів, отримало підтримку органів місцевого самоврядування, представниками яких було повідомлено про прийняті за результатами проведених на місцях відкритих обговорень рішень, зазначено про позитивні тенденції (зрушення) у розумінні споживачами питань необхідності перегляду тарифів та відзначено належний внесок НКРЕКП у забезпечення відкритості для широкого загалу

заінтересованих фізичних та юридичних осіб, органів влади та самоврядування процедур, що супроводжують встановлення тарифів.

Крім того, завдяки впровадженню НКРЕКП додаткового сервісу – інформаційно-довідкової телефонної лінії для споживачів (далі – «Гаряча лінія») здійснюється постійний «живий» діалог зі споживачами у частині врегулювання проблемних питань у сфері теплопостачання та комунальних послуг, зокрема шляхом надання актуальної інформації, ґрунтовних пояснень та консультацій із зазначених питань.

Так, протягом 2017 року по телефонній «Гарячій лінії» НКРЕКП споживачам надано 235 консультацій з питань сфери теплопостачання.

Протягом 2017 року до уваги споживачів та всіх заінтересованих осіб НКРЕКП з метою донесення в більш зручний і наглядний спосіб інформації, пов'язаної з діяльністю НКРЕКП у сфері теплопостачання, було підготовлено та представлено інформаційний буклет «Захист прав споживачів у сфері теплопостачання», в якому доступно та наочно окреслено основні аспекти нарахувань оплати за спожиті послуги з централізованого опалення і централізованого постачання гарячої води, основні права споживачів та кроки споживача за фактом надання неякісних (або ненадання) вказаних послуг.

Разом з тим НКРЕКП розглядає звернення споживачів та надає відповідні роз'яснення, зокрема з питань:

- встановлення тарифів на теплову енергію, послуги з централізованого опалення, централізованого постачання гарячої води суб'єктам природних монополій та суб'єктам господарювання на суміжних ринках, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП;
- незадовільної якості послуг з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води, тривалості перерв у наданні послуг, початку опалювального періоду;
- правильності нарахування виконавцем комунальних послуг плати за спожиті послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води;
- оплати послуг зі встановлення та періодичної повірки квартирних та будинкових засобів обліку комунальних послуг;
- укладення договорів на надання житлово-комунальних послуг з виконавцями зазначених послуг;
- порядку здійснення відключення споживачів від мереж централізованого опалення та постачання гарячої води.

У разі виникнення необхідності отримання додаткової інформації або з'ясування обставин викладених у скаргах та запитах НКРЕКП здійснюються додаткові запити, за результатом яких заявникам надаються ґрунтовні відповіді.

**Пріоритет: впровадження дієвих стимулів для підвищення ефективності діяльності підприємств сфери теплопостачання, поліпшення якості послуг та створення сприятливих умов для залучення необхідних інвестицій шляхом запровадження системи тарифоутворення на принципах стимулюючого регулювання.**

Стимулююче регулювання – це система тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для будівництва та модернізації інфраструктури та стимулювання ефективності витрат компаній, якою передбачається встановлення величини необхідного доходу в залежності від досягнення визначених показників надійності та якості обслуговування споживачів, а також мотивація регульованих компаній до зниження витрат.

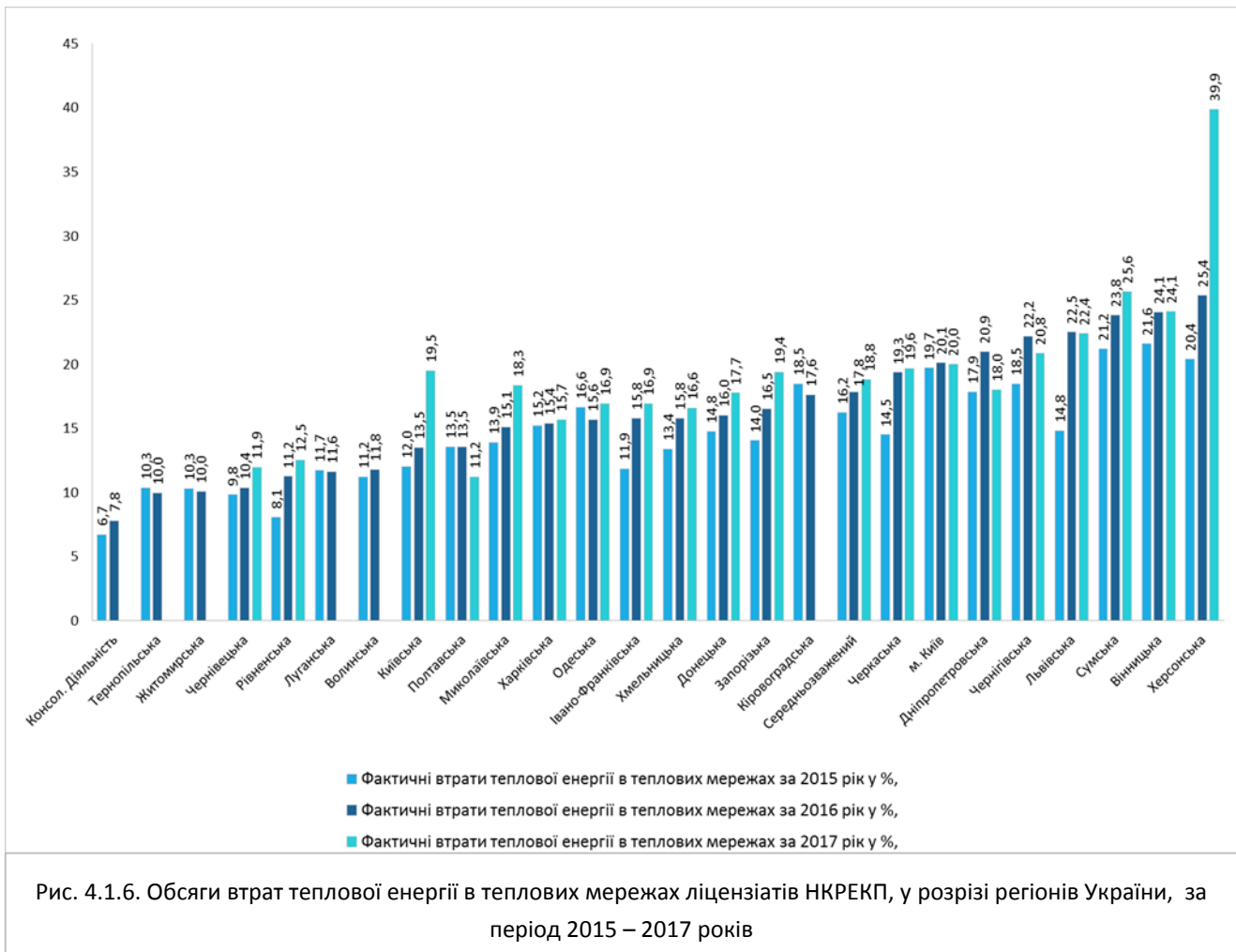
Основними елементами стимулюючого регулювання є:

- проведення переоцінки активів з метою встановлення регуляторної бази активів для розрахунку регуляторної амортизації та прибутку;
- покриття обґрунтованих операційних витрат;

- встановлення норми прибутку на рівні, достатньому для залучення необхідного обсягу інвестицій;
- встановлення довгострокових параметрів регулювання (факторів ефективності, цільових показників якості та надійності).

Так, однією з передумов запровадження механізму формування тарифів на принципах стимулюючого регулювання стала велика зношеність основних фондів у сфері тепlopостачання, зокрема теплових мереж, більша частина яких відпрацювала свій нормативний ресурс. Наслідком роботи на фізично та морально застарілому (зношеному) обладнанні є надвисокі втрати теплової енергії при її транспортуванні тощо.

Порівняльний аналіз фактичних втрат теплової енергії в теплових мережах ліцензіатів та розрахункових втрат теплової енергії в теплових мережах, урахуваних у діючих тарифах свідчить про негативну тенденцію щодо зростання втрат теплової енергії в теплових мережах, яка в першу чергу пов'язана із погіршенням технічного стану теплових мереж, переважна більшість яких прокладена за застарілими технологіями, що не забезпечують надійного та енергоефективного тепlopостачання, та відсутністю дієвих механізмів залучення коштів на модернізацію теплових мереж (рис. 4.1.6).



Відповідно до наданої ліцензіатами НКРЕКП інформації, підприємствами експлуатується понад 23 тис. км теплових мереж (в однотрубному обчисленні), з яких 69 % підлягають модернізації (реконструкції). Загальна вартість виконання робіт з модернізації теплових мереж становить орієнтовно 100 млрд грн.

Так, за звітними даними ліцензіатів фактичні середньозважені втрати теплової енергії в теплових мережах у період 2015 – 2017 років склали 16,2 %, 17,8 % та 18,8 % відповідно, тоді як

розрахункові втрати теплової енергії в теплових мережах ураховані у діючих тарифах на рівні 14,5 %.

У минулі періоди різниця між фактичними і розрахунковими втратами, що залишається некомпенсованою і призводить до збитків теплопостачальних компаній, відшкодовувалась за рахунок субвенцій з державного бюджету місцевим бюджетам на погашення різниці між фактичною вартістю теплової енергії, послуг з централізованого опалення, постачання гарячої води, що вироблялися, транспортувалися та постачалися населенню та/або іншим підприємствам теплопостачання, та тарифами, що затверджувалися та/або погоджувалися НКРЕКП чи органами місцевого самоврядування.

При цьому слід зазначити, що позиція НКРЕКП щодо питання відшкодування підприємствам різниці в тарифах, яка неодноразово висловлювалась разом із наданням ґрунтовних пояснень цієї позиції на усіх рівнях, полягає у тому, що так звана «існуюча різниця в тарифах» (за результатами аналізу звітності ліцензіатів НКРЕКП) є різницею між фактичною собівартістю та нарахованим доходом від відпущеної продукції за діючими тарифами, яка обумовлена недостатньо виваженою господарською діяльністю підприємств.

Так, наявність понаднормативних втрат теплової енергії в мережах, витрат на паливо та технологічну електроенергію, втрат і витрат води внаслідок зношеності та несвоєчасного відновлення мереж, неподання (або невчасне подання) підприємствами матеріалів на перегляд тарифів, відхилення обсягів реалізації, що не було враховано/погоджено органами місцевого самоврядування, в свою чергу призводить до збитків підприємств і, на думку НКРЕКП, не може бути підставою для отримання державних коштів для компенсації недоліків менеджменту або технічної політики підприємства.

З огляду на викладене, одним із пріоритетних завдань діяльності НКРЕКП було визначено пошук стимулів щодо підвищення ефективності діяльності суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання за рахунок запровадження системи стимулюючого регулювання.



У рамках реалізації Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» (далі – Проект USAID) була підготовлена «Концепція та план дій щодо запровадження стимулюючого регулювання у сферах теплопостачання і централізованого водопостачання та водовідведення» (схвалено листом НКРЕКП від 06.06.2016 № 5680/13/7-16), якою погоджено План дій із поетапного впровадження стимулюючого регулювання у сфері теплопостачання та сфері централізованого водопостачання та водовідведення (погоджено Головою НКРЕКП Дмитром Вовком та Керівником Проекту USAID Діанною Корсакайте 22 липня 2016 року).



## ВСТУП

Ця Концепція підготовлено в рамках реалізації Проєкту USAID «Реформа енергетичної реформи в Україні (ІІІ) – Проєкт USAID) на виконання п. 3.6 Робочого плану співпраці між Національною Комісією, що здійснює адміністративне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг та Проєктом USAID на 2016 рік, який було підписано 28 грудня 2015 року.

Формування тарифів на принцип стимулюючого регулювання – це сучасний підхід до регулювання діяльності господарських суб'єктів, що забезпечує збалансованість між мікроекономічними регуляторними практиками, особливим підходом до ефективного використання ресурсів та підвищення ефективності діяльності в цілому.

У цій Концепції наглядно викладено, що існують у сфері теплопостачання, централізованого водопостачання і водовідведення та покриття їх ефективності системи тарифоутворення, представлено три варіанти їх вирішення.

- 1** продовження використання чинної практики формування тарифів на послуги суб'єктів природних монополій у сфері транспортування теплової енергії, централізованого водопостачання та водовідведення, з самі використання методу вилучення ліквіду;
- 2** перехід на стимулююче регулювання з одночасним запровадженням усіх його елементів, з самі нового підходу до регулювання кошти витрат (CAPEX) шляхом включення до регуляторної бази витрат та нового підходу до регулювання операційних витрат (OPEX);
- 3** здійснення повільного переходу до стимулюючого регулювання шляхом поступового запровадження окремих його елементів, з самі: пів час пільгового періоду (1-2 роки) запровадяться нові підходи до регулювання CAPEX, і тільки після закінчення пільгового періоду – новий підхід до регулювання OPEX.

Список інших тем, що можуть вартувати вивчення, наведено в Додатку 1.

Аналіз переходу та надання (фінанс) кожному з регуляторів відповідної допомоги зробить висновки про те, що найбільш пріоритетним і результативним з погляду вирішення наявних проблем є розвиток подій за сферами, переданими третім варіантом.

Завдяки цій концепції Проєкту USAID була розроблена Плана дій із поточного запровадження стимулюючого регулювання у сфері теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, що наведено в Додатку 2.3.4.

Результати виконання заходів, передбачених цією Концепцією та Платформою дій, стани дотримання принципів збалансованості інтересів держави, споживачів та підприємств сфери комунальних послуг, особливим будуть відповідати Акти Створення для підвищення ефективності діяльності, посилення впливу регуляторів та посилення впливу регуляторів для збалансування інтересів інвесторів. Перехід до встановлення диференціальних тарифів, що стимулюватимуть ефективне використання ресурсів, збалансованість, надійність та стабільність роботи підприємств сфери комунальних послуг.

Для держави в цілому запровадження стимулюючого регулювання сприятиме реалізації певної стратегічної документи та рух у напрямку виконання системи адміністративного регулювання, оподороження економіки України, у якій комунальні сектор подіє підвищення вартості кошту.

Концепція було схвалено комітетом НКРЕКП за № 580/13/17-16 від 06.06.2016 р. Плана дій поданої Головною НКРЕКП Дмитром Волосом та Керівником Проєкту USAID «Реформа енергетичної реформи в Україні» Дмитром Корсаківим 22 липня 2016 р., скріпавши зміни підписаними та печатками обох сторін.

Концепція та Плана дій підготовлено консультантами Проєкту USAID Світланю Ріванюк та Світланю Ніч за технічній співпраці з фізичними НКРЕКП. Зокрема, велику участь у підготовці цього документа брали: Член Комісії Радислав Пашинський, Директор департаменту стратегічного розвитку та планування Витрат Цілої, працівники профільних департаментів у сфері теплопостачання та централізованого водопостачання і водовідведення під керівництвом директриси Світлани Чорнової та Агенти Чорнової Катерини. Авторі Концепції висловлюють ширшу вдячність фізичним НКРЕКП за високий професійний рівень, конструктивні пропозиції та швидку роботу підтримки.

При підготовці Концепції були використані експертні коментарі та пропозиції міжнародного консультанта Дана Корсаківича, за що автори документа висловлюють ширшу вдячність.

Так, НКРЕКП у 2017 році у продовження започаткованої у попередніх періодах роботи щодо напрацювання нормативно-правової бази з метою впровадження механізму стимулюючого регулювання відповідно до Концепції та Плану дій у рамках співпраці з проектом USAID було прийнято:

- постанову НКРЕКП від 27.07.2017 № 964 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами на принципах стимулюючого регулювання»;
- постанову НКРЕКП від 27.07.2017 № 965 «Про встановлення регуляторної норми доходу на регуляторну базу активів для суб'єктів, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами»;
- постанову НКРЕКП від 27.07.2017 № 966 «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами»;
- постанову НКРЕКП від 27.07.2017 № 967 «Про затвердження Порядку формування тарифів на транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами на принципах стимулюючого регулювання».

Таким чином, у частині нормативно-правового регулювання діяльності ліцензіатів НКРЕКП було створено достатні передумови для забезпечення їх сталого функціонування та беззбиткової діяльності. Питання стабілізації фінансового стану та створення належних умов для провадження господарської діяльності ліцензіатів значною мірою залежить безпосередньо від самих ліцензіатів, прийнятих ними рішень та вжитих заходів (чи їх відсутності) щодо зменшення понаднормативних витрат/втрат, та відповідно, збитків, модернізації технологічного процесу виробництва, оновлення основних фондів, залучення інвестицій, коштів місцевих бюджетів, оптимізації власних ресурсів та своєчасного звернення до НКРЕКП щодо перегляду тарифів на теплову енергію і комунальні послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води відповідно до вимог Порядку і Процедур.

З метою забезпечення системності у підходах при регулюванні діяльності ліцензіатів НКРЕКП у частині виконання вимог щодо організації звітності та обліку за ліцензованими видами діяльності у сфері теплопостачання на принципах стимулюючого регулювання НКРЕКП розроблено проекти постанов «Про затвердження Правил організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сфері теплопостачання, які застосовують тарифи на транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами на принципах стимулюючого регулювання, до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та «Про затвердження Порядку (правил) організації та

ведення обліку за ліцензованими видами діяльності у сфері теплопостачання на принципах стимулюючого регулювання».

НКРЕКП разом із представниками Фонду Державного майна України (далі – ФДМУ) у складі Робочої групи взято участь у розробці змін до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом ФДМУ від 12.03.2013 № 293 (далі – Методика). За результатами діяльності Робочої групи було досягнуто згоди щодо необхідності внесення змін до класифікатора активів, строків корисної експлуатації активів, формул коефіцієнтів оптимізації та укрупнених показників відновлювальної вартості. Оскільки розробка цих показників вимагає проведення пілотної оцінки активів, було розпочато співробітництво між двома теплопостачальними організаціями (м. Київ та м. Чернігів) і Науковим інститутом будівельного виробництва щодо розробки УПВВ та компанією «Делойт» з проведення пілотної оцінки активів.

Проект наказу ФДМУ «Про затвердження Змін до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії» 05.02.2018 оприлюднено на офіційному веб-сайті зазначеного центрального органу виконавчої влади.

Разом з тим Україною спільно з Міжнародним банком реконструкції та розвитку (далі – МБРР) здійснюється реалізація проекту «Підвищення енергоефективності в секторі централізованого теплопостачання України» (далі – Проект) відповідно до Угоди про позику та Угоди про позику Фонду чистих технологій у розмірі 315,5 млн доларів США (далі – Позики) згідно з положеннями, які були підписані у 2014 році.

Так, у 2017 році НКРЕКП прийнято рішення щодо підтримки залучення ТОВ ФІРМА «ТЕХНОВА» (м. Чернігів) позики в рамках реалізації Проекту, яка складає 35 млн доларів США.

У зв'язку з необхідністю запровадження системи електронної авторизації заявок Світового банку на зняття коштів з рахунку позики та пропозиціями Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України і Міністерства фінансів України НКРЕКП розглянуто та підтримано питання щодо схвалення проектів Додаткових угод до Договорів про субкредитування про використання Позик з урахуванням протоколів розбіжностей до них у рамках реалізації Проекту для:

- КП «Харківські теплові мережі»;
- КП «Міськтепловоденергія» (м. Кам'янець-Подільський);
- ОКП «Миколаївоблтеплоенерго».

Крім того, у рамках Фінансової угоди між Україною та Європейським Інвестиційним Банком (ратифіковано Законом України № 975-VIII від 03.02.2016) для реалізації Проекту «Програма розвитку муніципальної інфраструктури України» (далі – ПРМІУ), НКРЕКП включено до Координаційного комітету, метою якого є:

- надання стратегічних рекомендацій;
- підтримки пропозицій субпроектів під час етапу скринінгу;
- підтримки субпроектів для підпису Угоди про передачу коштів позики;
- сприяння і нагляд за роботою груп управління та підтримки програми (ГУПП) та виконання робіт за Проектом.

НКРЕКП як членом Координаційного комітету надавалися зауваження та пропозиції до Операційного посібника Програми (далі – ОПП) (яким визначаються системи принципів, процесів, процедур та норм для ПРМІУ), які було прийнято та враховано останньою редакцією ОПП.

Так, у рамках роботи, спрямованої на забезпечення реалізації ПРМІУ, за безпосередньої та активної участі НКРЕКП було погоджено Операційний посібник Програми та затверджено попередній перелік проектів ПРМІУ.

Таким чином, НКРЕКП у межах повноважень створено всі передумови для запровадження стимулюючого регулювання у сфері теплопостачання, що забезпечить створення ефективного



механізму формування тарифів, сприятливого інвестиційного середовища з метою оновлення інфраструктури галузі та стимулюватиме суб'єктів природних монополій до підвищення якості товарів з поступовим скороченням неефективних витрат, зокрема шляхом застосування визначених параметрів регулювання, що мають довгостроковий термін дії.

## **4.2. Цінове регулювання**

Згідно із Законом «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», до повноважень НКРЕКП належить, зокрема, встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання, послуги з централізованого опалення і централізованого постачання гарячої води суб'єктам природних монополій та суб'єктам господарювання на суміжних ринках у сфері теплопостачання, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП.

Законами України «Про теплопостачання», «Про ціни та ціноутворення», «Про житлово-комунальні послуги», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» передбачено вимоги щодо встановлення тарифів на теплову енергію, послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води на рівні, який покриває всі економічно обґрунтовані витрати.

Встановлення тарифів нижче економічно обґрунтованого рівня заборонено законодавством.

Ураховуючи зміни, прийняті протягом останніх років КМУ та Верховною Радою України, до чинного законодавства, які мали суттєвий вплив на рівень тарифів, зокрема у частині зміни ціни на газ, за якою НАК «Нафтогаз України» постачатиме природний газ для виробництва теплової енергії з метою надання послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води відповідним категоріям споживачів (постанови Кабінету Міністрів України від 27.04.2016 № 315 та від 22.03.2017 № 187), підвищення рівня мінімальної заробітної плати (Закон України «Про Державний бюджет України») та перегляду розміру ЄСВ (Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законодавчих актів України щодо забезпечення збалансованості бюджетних надходжень у 2016 році»), НКРЕКП відповідно до вимог чинного законодавства шляхом своєчасного коригування окремих складових тарифів встановлювались економічно обґрунтовані тарифи на теплову енергію та комунальні послуги для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП.

Зміни, що вплинули на величину тарифу та структуру середньозваженого тарифу на теплову енергію, в розрізі категорій споживачів наведені на рис. 4.2.1. – 4.2.3.

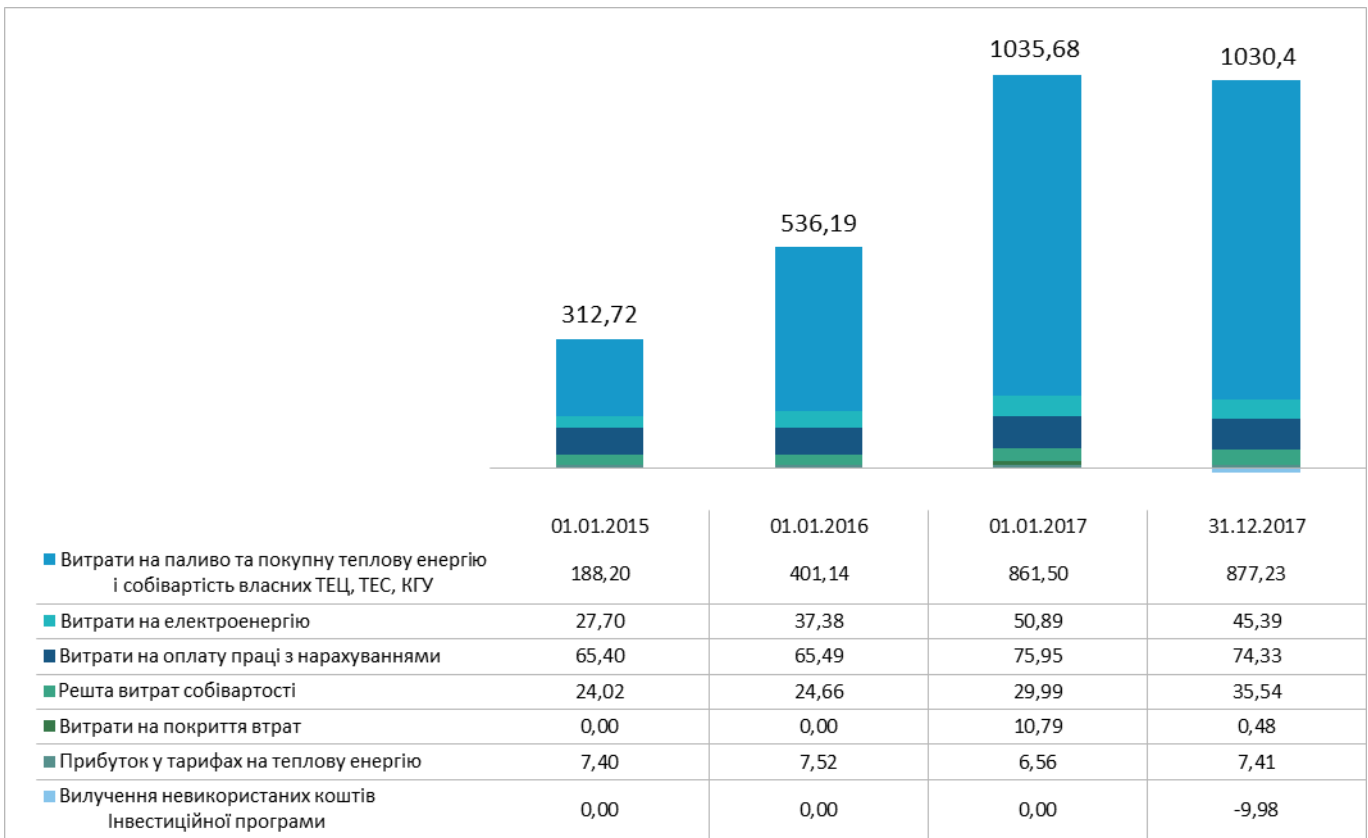


Рис. 4.2.1. Структура середньозваженого тарифу на теплову енергію для потреб населення у 2015 – 2017 роках, грн/Гкал (без ПДВ)

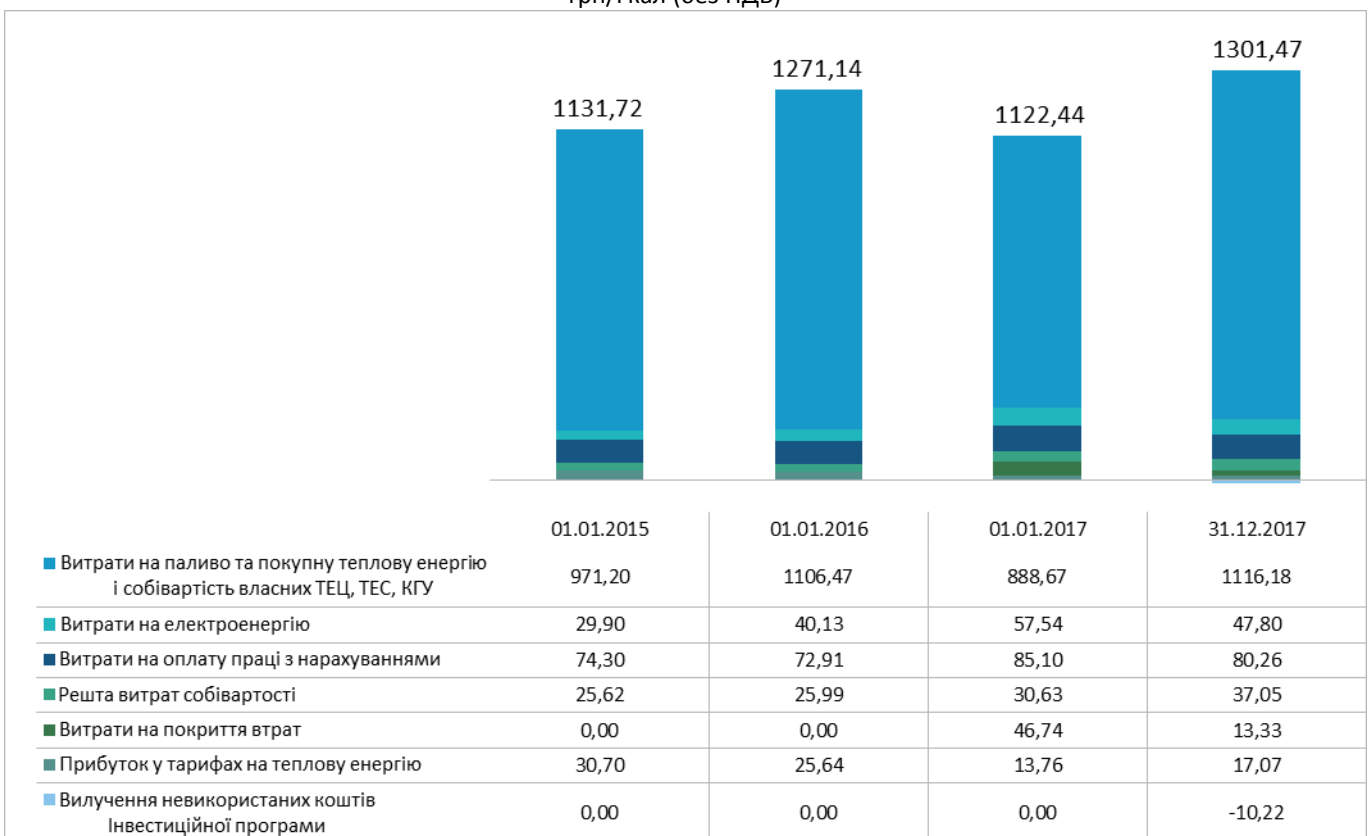


Рис. 4.2.2. Структура середньозваженого тарифу на теплову енергію для потреб бюджетних установ у 2015 – 2017 роках, грн/Гкал (без ПДВ)

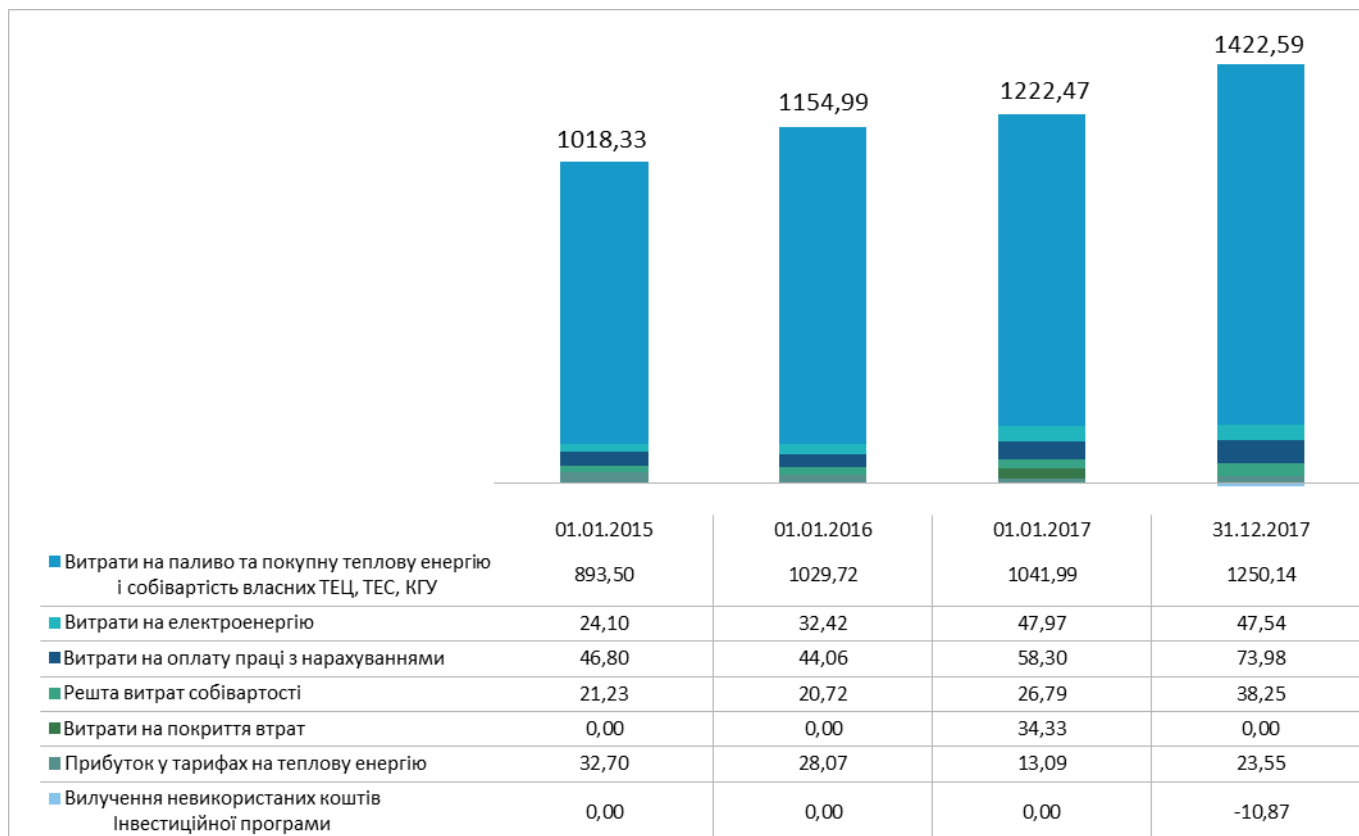


Рис. 4.2.3. Структура середньозваженого тарифу на теплову енергію для потреб інших споживачів (крім населення) у 2015 – 2017 роках, грн/Гкал (без ПДВ)

Середньозважені тарифи за категоріями споживачів по регіонах України наведені в додатках 4.1.2 – 4.1.4.

Динаміка зміни тарифів на теплову енергію за категоріями споживачів по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України наведені в додатках 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3.

Слід зазначити, що протягом 2016 – 2017 років на виконання протокольних рішень НКРЕКП та відповідно до вимог чинного законодавства, зі структури тарифів на теплову енергію у 12 ліцензіатів було вилучено грошові кошти (виробничі інвестиції з прибутку, амортизаційні відрахування), які були отримані на виконання інвестиційної програми, у сумі 422742,66 тис. грн, зокрема у 2016 році – 101834,05 тис. грн (2 ліцензіати), у 2017 році – 320908,61 тис. грн (10 ліцензіатів).

Крім того, протягом 2016 року 97 ліцензіатам, а в 2017 році 4 ліцензіатам у яких були відсутні схвалені інвестиційні програми, виробничі інвестиції з прибутку у структурі тарифів на теплову енергію встановлені на рівні «0» грн, що у грошовому виразі складає відповідно 330 267,6 тис. грн і 30 867,53 тис. грн.

Відповідно до статті 30 Закону України «Про житлово-комунальні послуги», якою, зокрема, визначено, що державне регулювання цін/тарифів на житлово-комунальні послуги базується на принципі відповідності рівня цін/тарифів розміру економічно обґрунтованих витрат на їх виробництво, НКРЕКП здійснювала роботу щодо встановлення та коригування тарифів на послуги з централізованого опалення і централізованого постачання гарячої води власним ліцензіатам, зокрема у 2017 році:

встановлено тарифи на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води для населення 62 ліцензіатам (скасовано 20 тарифів 7 ліцензіатам);

тарифи на послугу з централізованого постачання гарячої води для потреб бюджетних установ та інших споживачів (крім населення) встановлено для 53 ліцензіатів (скасовано 7 тарифів для 2 ліцензіатів).

Крім того, відповідно до вимог Закону України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» у ліцензіатів НКРЕКП було вилучено зі структури зазначених тарифів витрати в

розмірі 65 729,5 тис. грн на проведення періодичної повірки, опломбування, обслуговування і ремонт (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) вузлів комерційного та розподільного обліку теплової енергії та гарячої води.

Водночас за ініціативою НКРЕКП у період 2015 – 2017 років у структурі тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води стаття «витрати на оплату послуг банків та інших установ з приймання і перерахування коштів споживачів за надані комунальні послуги» зменшена на 54 939,7 тис. грн та вилучено неправомірної вигоди в розмірі 17 455,1 тис. грн.

Динаміка зміни тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню ліцензіатами НКРЕКП, за період 2015 – 2017 років наведена на рис. 4.2.4 та рис.4.2.5.

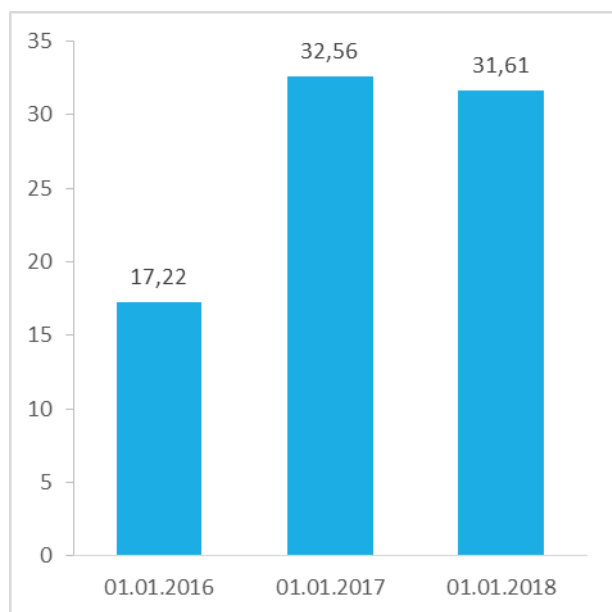


Рис. 4.2.4. Динаміка середньозважених тарифів (з ПДВ) на послугу з централізованого опалення для населення, у якого відсутні прилади обліку теплової енергії (грн/м<sup>2</sup> за місяць протягом опалювального періоду)

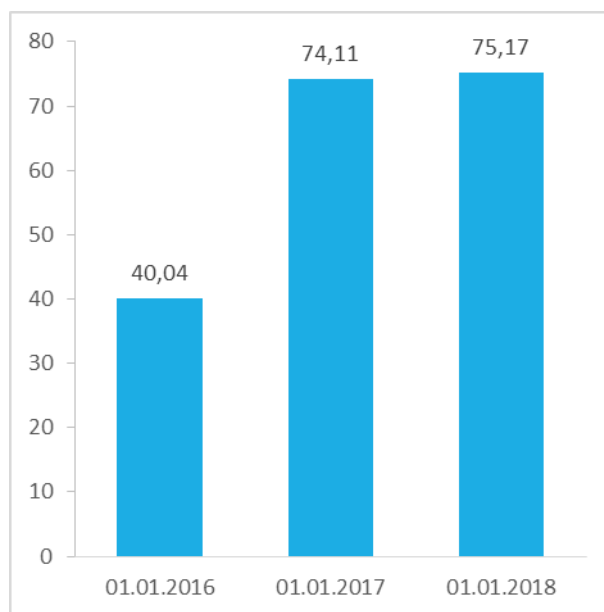


Рис. 4.2.5. Динаміка середньозважених тарифів (з ПДВ) на послуги з централізованого постачання гарячої води для потреб населення, грн за м<sup>3</sup>

Середньозважені тарифи, встановлені НКРЕКП на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води для потреб населення, у розрізі регіонів України наведено відповідно у додатках 4.1.5, 4.1.6.

Згідно з даними звітності ліцензіатів, питоме споживання теплової енергії на централізоване опалення житлових будинків в опалювальний період (з урахуванням середньої опалюваної площі) склало 0,087 Гкал/м<sup>2</sup> з будинковими приладами обліку теплової енергії та 0,128 Гкал/м<sup>2</sup> без будинкових приладів обліку теплової енергії.

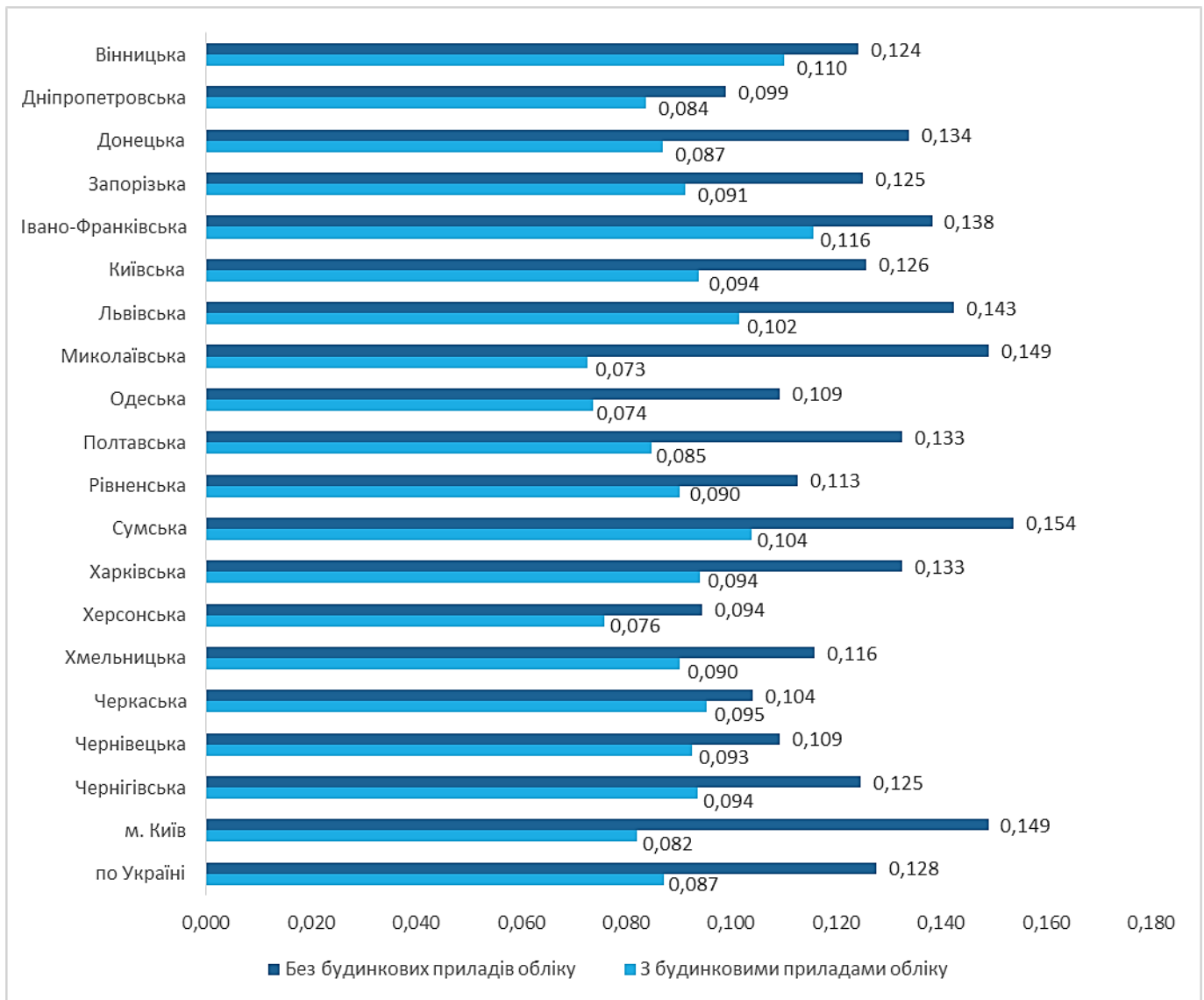


Рис. 4.2.6. Питоме споживання теплової енергії на 1 м<sup>2</sup> опалювальної площі житлових будинків з будинковими приладами обліку та без будинкових приладів обліку у розрізі регіонів України

### 4.3. Інвестиційна діяльність

Відповідно до статті 17 Закону про НКРЕКП для ефективного виконання завдань державного регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг НКРЕКП схвалює інвестиційні програми суб'єктів господарювання, діяльність яких регулюється НКРЕКП.

Протягом 2017 року НКРЕКП було схвалено інвестиційні програми на 2017 рік 37 суб'єктам господарювання у сфері теплопостачання, а також схвалено зміни до 1 інвестиційної програми на 2017 рік, схваленої НКРЕКП.

Загальний обсяг фінансування інвестиційних програм на 2017 рік склав 632,58 млн грн (без ПДВ), джерелами фінансування яких були:

- амортизаційні відрахування – 326,90 млн грн;
- виробничі інвестиції з прибутку – 257,94 млн грн;
- інші залучені кошти, що не підлягають поверненню (невикористані кошти попередніх періодів та інші кошти) – 47,74 млн грн.



Схваленими інвестиційними програмами на 2017 рік передбачена реалізація наступних заходів:

**у сфері виробництва теплової енергії:**

- реконструкція/модернізація котелень та котельного обладнання – 93,07 млн грн;
- встановлення приладів обліку теплової енергії на виходах з джерел теплової енергії – 0,32 млн грн (4 од.);
- встановлення приладів комерційного обліку природного газу на котельнях – 0,68 млн грн (1 од.);
- інші заходи у сфері виробництва теплової енергії – 23,50 млн грн;

**у сфері транспортування та постачання теплової енергії:**

- оснащення житлових будинків приладами обліку теплової енергії (3 319 од.) – 107,59 млн грн (у тому числі вартість проектних робіт);
- реконструкція теплових мереж (79,89 км в однотруб. вимірі) – 387,30 млн грн (у тому числі вартість проектно-вишукувальних робіт);
- реконструкція/модернізація теплових пунктів – 7,83 млн грн;
- інші заходи у сфері транспортування та постачання теплової енергії – 12,29 млн грн.



У відповідності до положень Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866 опрацьовано:

24 протоколи відкритих обговорень інвестиційних програм, які проводилися ліцензіатами на місцях;

18 протоколів відкритих обговорень проектів постанов НКРЕКП

щодо схвалення/внесення змін до інвестиційних програм.

## 5. СФЕРА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ВОДОВІДВЕДЕННЯ

### 5.1. Загальна інформація

При здійсненні державного регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, яке було започатковано в Україні у 2011 році, НКРЕКП керується законами України «Про природні монополії», «Про житлово-комунальні послуги», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», «Про питну воду, питне водопостачання та водовідведення», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та іншими нормативно-правовими актами.

Поняття централізованого водопостачання та водовідведення визначено Законом України «Про питну воду, питне водопостачання та водовідведення»:

- централізоване питне водопостачання – господарська діяльність із забезпечення споживачів питною водою за допомогою комплексу об'єктів, споруд, розподільних водопровідних мереж, пов'язаних єдиним технологічним процесом виробництва та транспортування питної води;
- централізоване водовідведення – господарська діяльність із відведення та очищення стічних вод за допомогою системи централізованого водовідведення.

Схематичне зображення технологічних процесів централізованого водопостачання та водовідведення наведено у додатку 5.1.1.

Системи централізованого водопостачання та водовідведення в Україні перебувають переважно у комунальній власності, за винятком поодиноких випадків, коли форма власності є державною, приватною або змішаною, тому управління більшістю аспектів їх діяльності належить до повноважень органів місцевої влади, наприклад, погодження річних планів діяльності водопровідно-каналізаційних господарств, обсягів виробництва, норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів, інвестиційних програм, нормативів (норм) питного водопостачання, обмеження питного водопостачання до рівня екологічної броні тощо.

У 2017 році було затверджено нові Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з централізованого водопостачання та водовідведення постановою НКРЕКП від 22.03.2017 № 307, що набули чинності з 19.05.2017<sup>100</sup> після офіційного опублікування в газеті «Урядовий кур'єр» від 18.05.2017 № 90.

Відповідно до п. 1.4 указаних Ліцензійних умов НКРЕКП здійснює ліцензування господарської діяльності з централізованого водопостачання (виробництво та/або транспортування, та/або постачання питної води споживачам) та/або водовідведення (відведення та/або очищення стічної води) у разі, якщо системи централізованого водопостачання та/або водовідведення суб'єктів господарювання розташовані в одному чи декількох населених пунктах у межах території однієї або більше областей (включаючи місто Київ), сукупна чисельність населення яких становить більше ніж сто тисяч осіб та обсяги реалізації послуг яких становлять відповідно: з централізованого водопостачання – більше ніж триста тисяч метрів кубічних на рік; з централізованого водовідведення – більше ніж двісті тисяч метрів кубічних на рік.

Отже, упродовж 2017 року кількість ліцензіатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення зменшилась від 144 суб'єктів господарювання (станом на 01.01.2017) до 57 суб'єктів господарювання<sup>101</sup> (станом на 31.12.2017), у тому числі 5 ліцензіатів розташовані на непідконтрольній Україні території.

<sup>100</sup> До 18.05.2017 були чинними Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з централізованого водопостачання та водовідведення, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, від 10.08.2012 № 279 та зареєстровані в Міністерстві юстиції України 31 серпня 2012 р. за № 1468/21780 (втратила чинність).

<sup>101</sup> Надалі у Розділі 5 наводиться інформація за 52 ліцензіатами НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення (без урахування даних 5 ліцензіатів, що розташовані на непідконтрольній Україні території).

Ліцензування господарської діяльності з централізованого водопостачання та/або водовідведення суб'єктів господарювання, що не підпадають під критерії регулювання НКРЕКП, здійснюють обласні та Київська міська державні адміністрації.

Динаміка кількості суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, діяльність яких підлягала державному регулюванню впродовж 2011 – 2017 рр., наведена в додатку 5.1.2.

Станом на 31.12.2017 держава регулювала діяльність 3 % суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення України, на діяльність яких припадало 77 % національного ринку<sup>102</sup> послуг у цій сфері (рис. 5.1.1).

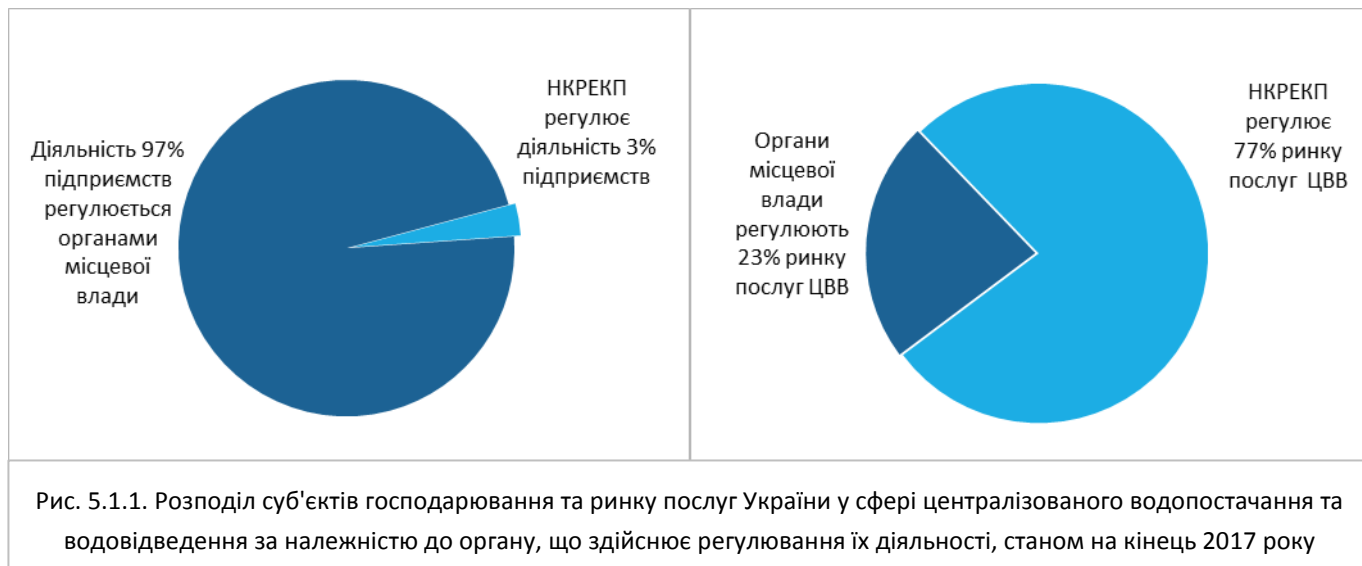


Рис. 5.1.1. Розподіл суб'єктів господарювання та ринку послуг України у сфері централізованого водопостачання та водовідведення за належністю до органу, що здійснює регулювання їх діяльності, станом на кінець 2017 року

<sup>102</sup> Джерело даних – веб-сайт Держстату України: «Обсяг реалізованої промислової продукції за видами діяльності»; дані за формою звітності № 5-НКРЕП-водопостачання/ водовідведення (місячна) «Звітні та розрахункові дані про розрахунки за послуги з централізованого водопостачання та/або водовідведення», затвердженою постановою НКРЕКП від 31.05.2017 № 717 «Про затвердження Правил організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».



## 5.2. Основні зміни за 2017 рік. Ключові заходи, вжиті для нормалізації стану функціонування сфери централізованого водопостачання та водовідведення

### Прозорість прийняття регуляторних рішень



Рис. 5.2.1. Пантелєєв П.О. – заступник Голови КМДА на відкритому засіданні НКРЕКП

НКРЕКП, виконуючи завдання щодо здійснення державного регулювання діяльності суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення шляхом збалансування їх інтересів з інтересами суспільства та споживачів, дотримується базового принципу ефективної регуляторної практики – забезпечення прозорості прийняття рішень, що робить їх авторитетними, такими, що заслуговують довіри та не викликають сумнівів щодо їх справедливості, а, отже, мінімізують негативну реакцію споживачів відносно суспільно важливих рішень (наприклад, про затвердження порядків формування тарифів, про підвищення тарифів тощо).

У 2017 році НКРЕКП, дотримуючись вимог статті 9 Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності», внесла зміни до порядків формування тарифів для забезпечення їх відповідності вимогам законів України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг». Головні зміни торкнулися вилучення із структури тарифів витрат на встановлення, обслуговування та

заміну вузлів комерційного та розподільчого обліку води; передбачення витрат зі сплати внесків на регулювання. Зокрема внесено зміни постановою НКРЕКП від 02.11.2017 № 1314 до Порядку формування тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення, затвердженого постановою НКРЕКП від 10.03.2016 № 302, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 19.04.2016 за № 593/28723.

Постановою НКРЕКП від 02.11.2017 № 1342 внесено зміни до Порядку формування тарифів на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), затвердженого постановою НКРЕКП від 10.03.2016 № 303, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 04.04.2016 за № 499/28629.

Указані постанови набули чинності 29.11.2017 після офіційного опублікування в газеті «Урядовий кур'єр» від 28.11.2017 № 224.

НКРЕКП було вжито ряд заходів щодо забезпечення прозорості процесу підготовки та прийняття таких нормативно-правових актів:

- розміщення на офіційному веб-сайті НКРЕКП (Проекти/Проекти регуляторних актів/ Проекти за 2017 рік) проектів постанов щодо внесення та затвердження змін до порядків формування тарифів, аналізів регуляторного впливу та повідомлень про оприлюднення проектів регуляторних актів, із зазначенням адрес для надання зауважень та пропозицій, які фізичні та юридичні особи, їх об'єднання могли направити у письмовому та/або електронному вигляді;
- проведено 25.10.2017 відкрите обговорення отриманих зауважень та пропозицій до проектів постанов НКРЕКП та консультації з громадськістю, для участі в яких запрошено всіх заінтересованих сторін;

- результати відкритого обговорення проектів постанов оформлено протоколом, який разом із таблицею узгоджених пропозицій доведено до відома громадськості шляхом оприлюднення на веб-сайті НКРЕКП;
- рішення щодо затвердження постанов було прийняте на відкритому засіданні НКРЕКП.

У такий спосіб було забезпечено й реалізацію принципу прозорості та врахування громадської думки при прийнятті регуляторних рішень щодо формування та встановлення тарифів – відкритості для фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань дій НКРЕКП на всіх етапах регуляторної діяльності, обов'язкового розгляду ініціатив, зауважень та пропозицій, наданих у встановленому законом порядку фізичними та юридичними особами, їх об'єднаннями, обов'язковості і своєчасності доведення прийнятих регуляторних актів до відома фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань, інформування громадськості про здійснення регуляторної діяльності.

#### *Нові підходи до тарифоутворення*

Нові підходи до тарифоутворення, упроваджені у 2016 році постановою НКРЕКП від 10.03.2016 № 302, а саме врахування при встановленні тарифів сум компенсацій окремих витрат минулого звітного періоду та індексу інфляції, прогнозованого на планований період, застосовувались при встановленні тарифів у 2017 році й були спрямовані на досягнення таких результатів цінового регулювання сфери централізованого водопостачання та водовідведення:

1. Зменшення навантаження на Державний бюджет України у вигляді скасування субвенції на погашення заборгованості з «різниці в тарифах» шляхом забезпечення умов для досягнення самоопукності діяльності ліцензіатів та запобігання виникненню різниці між фактичною собівартістю послуг та плановою, такою, що передбачена в тарифах. Такий підхід до формування тарифів передбачає, що у разі виникнення впродовж звітного періоду різниці між фактичними і запланованими на цей період витратами ця різниця компенсується шляхом включення відповідної суми до витрат наступного планованого періоду за умови, що вона виникла внаслідок зростання розміру мінімальної заробітної плати, ставок податків і зборів, закупівельної ціни на енергоносії тощо. Компенсація застосовується тільки за окремими статтями витрат: з оплати праці, сплата податків і зборів, витрати на придбання води в інших підприємств та/або очищення власних стічних вод потужностями інших підприємств, придбання електричної та теплової енергії, газу, що використовуються для технологічних та господарських потреб. Цей механізм уперше застосовано у 2016 році при встановленні тарифів на 2017 рік, а у 2017 році – для тарифів на 2018 рік.

2. Забезпечення умов для стабілізації фінансово-економічного стану ліцензіатів НКРЕКП: урахування при встановленні тарифів необхідних обсягів обігових коштів для запобігання виникненню нової та скорочення накопиченої кредиторської заборгованості, забезпечення спроможності до вчасних розрахунків з енергопостачальниками тощо. Для цього у 2017 році застосовувався започаткований 2016 року метод індексації неконтрольованих витрат планованого періоду діяльності та принцип обов'язковості щорічного перегляду тарифів.

3. Вмотивованість ліцензіатів до своєчасного відновлення основних фондів та цільового використання коштів у відповідності до схвалених НКРЕКП інвестиційних програм. У 2017 році затвердження розміру ремонтного фонду підприємств на планований період відбувалось у залежності від стану виконання інвестиційних програм, результатів діяльності зі скорочення понаднормативних витрат і втрат води тощо.

#### *Раціональне використання ресурсів*

Для виробництва питної води ліцензіатами НКРЕКП її забір здійснюється переважно з поверхневих джерел, які забезпечують 85 % обсягів I підйому води.

З метою стимулювання підприємств водопостачання до забезпечення раціонального використання енергетичних та водних ресурсів, зменшення втрат питної води під час її виробництва, транспортування та розподілення у 2017 році НКРЕКП були встановлені

22 індивідуальні технологічні нормативи використання питної води (ІТНВПВ). У процесі встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення ІТНВПВ застосовуються у розрахунках планованої собівартості як підґрунтя для визначення річних обсягів водопостачання й відповідних потреб в енергоресурсах.

#### *Данні для встановлення тарифів*

Для інформаційного забезпечення регуляторної діяльності НКРЕКП затверджено форми та правила організації звітності ліцензіатів у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, які слугують джерелом даних та основою для прийняття обґрунтованих рішень щодо формування та встановлення тарифів (постанова НКРЕКП від 31.05.2017 № 717).

Також дані звітності використовуються НКРЕКП для забезпечення прозорості роботи регульованих секторів у рамках виконання Закону України «Про особливості доступу до інформації у сферах постачання електричної енергії, природного газу, тепlopостачання, централізованого постачання гарячої води, централізованого питного водопостачання та водовідведення», відповідно до якого НКРЕКП розміщує на власному офіційному веб-сайті дані щодо цін/тарифів, їх складових для всіх категорій споживачів, зміни цін/тарифів; прогнозу зміни цін/тарифів та обґрунтування необхідності таких змін; динаміки зміни історичної вартості складових цін/тарифів за останні п'ять років; якісних характеристик послуг тощо.

### **5.3. Державне регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення**

Згідно із законами України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» НКРЕКП відповідно до покладених на неї завдань, зокрема, встановлює тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення, послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), схвалює інвестиційні програми для суб'єктів природних монополій, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП. При цьому НКРЕКП, реалізуючи свої повноваження, дотримується принципів законності, гласності, доступності, прозорості та відкритості.

Розгляд заяв суб'єктів господарювання та їх розрахункових матеріалів для встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення, послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем) проводиться НКРЕКП у порядку та строки, визначені Процедурою встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення, затвердженою постановою НКРЕКП від 24.03.2016 № 364, а також Процедурою встановлення тарифів на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), затвердженою постановою НКРЕКП від 15.01.2015 № 13.

За результатами опрацювання Департаментом із регулювання відносин у сфері централізованого водопостачання та водовідведення НКРЕКП наданих підприємствами заяв та розрахункових матеріалів питання щодо схвалення проекту постанови про встановлення відповідних тарифів або схвалення інвестиційних програм виносяться на відкрите засідання НКРЕКП. При цьому згідно з частиною четвертою статті 14 Закону про НКРЕКП перелік питань, що виносяться на розгляд НКРЕКП, оприлюднюється на офіційному веб-сайті не пізніше як за три робочі дні до дня проведення засідання НКРЕКП. Разом з переліком питань, що виносяться на розгляд Регулятора, оприлюднюються й проекти відповідних рішень та обґрунтування до них, зауваження та пропозиції, а також вмотивована позиція НКРЕКП щодо одержаних зауважень. Відповідно до частини другої статті 14 Закону про НКРЕКП засідання НКРЕКП проводяться у формі відкритих слухань. Згідно з частиною третьою статті 14 Закону про НКРЕКП у відкритих слуханнях мають право брати участь представники суб'єктів господарювання, органів державної влади та органів місцевого самоврядування, організацій, що представляють інтереси споживачів,

громадських організацій, засобів масової інформації та інші заінтересовані особи. Так, НКРЕКП залучає, зокрема, органи місцевого самоврядування як представників захисту інтересів територіальних громад до процесу прийняття рішень на відкритих засіданнях НКРЕКП.

У випадку прийняття на відкритому засіданні НКРЕКП рішення про схвалення проекту постанови про встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення чи послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), схвалення інвестиційних програм на виконання вимог частини третьої статті 15 Закону України «Про доступ до публічної інформації» такий проект постанови оприлюднюється НКРЕКП не пізніше як за 20 робочих днів до дати його розгляду з метою прийняття.

Після закінчення терміну оприлюднення та з урахуванням зауважень та пропозицій (якщо такі надходили) проект постанови про встановлення тарифів тощо виноситься на розгляд на відкрите засідання НКРЕКП (з урахуванням вимог статті 14 Закону про НКРЕКП) з метою його прийняття. При цьому відповідно до частини шостої статті 32 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» у разі зміни цін/тарифів на житлово-комунальні послуги виконавець/виробник не менше ніж за 15 днів до введення їх у дію повідомляє про це споживачів з посиланням на рішення відповідних органів.

Згідно з частиною сьомою статті 14 Закону про НКРЕКП рішення Регулятора, що мають ознаки регуляторних актів, а також рішення з питань встановлення тарифів на товари (послуги) суб'єктів природних монополій, цін (тарифів) для населення (якщо відповідні повноваження щодо встановлення цін (тарифів) надані спеціальними законами), схвалення інвестиційних програм набирають чинності з дня, наступного за днем їх опублікування в офіційному друкованому виданні – газеті «Урядовий кур'єр», якщо більш пізній строк набрання ними чинності не встановлено самим рішенням, але не раніше дня офіційного опублікування рішення. Рішення підлягає опублікуванню у 15-денний строк з дня його прийняття.

Відповідно до частини третьої статті 5 Закону про НКРЕКП рішення Регулятора можуть бути оскаржені в судовому порядку. Оскарження рішень Регулятора не зупиняє їх виконання.

Постанови НКРЕКП про встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення, послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), а також структури тарифів, що додаються по кожному ліцензіату НКРЕКП, якому такі тарифи встановлено, про схвалення інвестиційних програм розміщуються на офіційному веб-сайті НКРЕКП.

Окремо слід зазначити роль органів місцевої влади у процесі регулювання діяльності суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення. Зокрема чинним законодавством передбачено, що до їх повноважень належать:

- затвердження норм споживання та якості житлово-комунальних послуг, контроль за їх дотриманням;
- забезпечення населення житлово-комунальними послугами у необхідних обсягах та належної якості;
- затвердження загальновиробничих норм витрат палива, теплової та електричної енергії на одиницю продукції;
- погодження інвестиційних програм суб'єктів господарської діяльності у сфері централізованого водопостачання та водовідведення;
- розгляд та узгодження планів діяльності підприємств, установ та організацій, що не належать до комунальної власності відповідних територіальних громад, але діяльність яких може викликати негативні соціальні, демографічні, екологічні та інші наслідки; підготовка до них висновків і внесення пропозицій до відповідних органів;
- установа місцевих податків і зборів, затвердження ставок земельного податку відповідно до Податкового кодексу України;

- прийняття рішень відповідно до чинного законодавства про надання пільг по місцевих податках і зборах, а також земельному податку;
- установлення для підприємств, установ та організацій, що належать до комунальної власності відповідних територіальних громад, розміру частки прибутку, яка підлягає зарахуванню до місцевого бюджету;
- укладення трудових угод з керівниками суб'єктів господарювання, що перебувають у комунальній власності, визначення цільових критеріїв їх діяльності.

### 5.3.1. Цінове регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення

При встановленні тарифів НКРЕКП керується принципом збалансування інтересів споживачів, суб'єктів господарювання та держави: обмежує плановані витрати ліцензіатів економічно обґрунтованим рівнем, що забезпечує самоокупність їх діяльності, та водночас передбачає необхідні інвестиції для безпечного й сталого функціонування водопровідно-каналізаційних систем.

Упродовж 2017 року встановлено 288 тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення для 81 ліцензіата<sup>103</sup> НКРЕКП. Крім того, встановлено 220 тарифів на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем) для 71 ліцензіата НКРЕКП.

На виконання вимог Закону України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» прийнято постанови НКРЕКП, якими передбачено вилучення з діючих структур тарифів витрат, пов'язаних з обслуговуванням та перевіркою загальнобудинкових та індивідуальних засобів обліку води: на централізоване водопостачання та водовідведення – для 40 ліцензіатів; на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем) – для 40 ліцензіатів.

Також наприкінці 2017 року були прийняті рішення НКРЕКП про встановлення тарифів на 2018 рік: на централізоване водопостачання та водовідведення для 20 підприємств; на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем) для 19 підприємств. Крім того, схвалено проекти постанов НКРЕКП, за якими у 2018 році відбудеться встановлення тарифів ще для 20 підприємств на централізоване водопостачання та водовідведення та для 17 підприємств – на послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем).

Середньозважена собівартість послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення<sup>104</sup> упродовж 2017 року зросла на 18 % та 11 %, відповідно.

Рівень середньозваженого тарифу (рис. 5.3.1) на централізоване водоспоживання (водопостачання та водовідведення) у 2017 році підвищився на 1,56 грн/куб. м або на 16 % порівняно з 2016 роком та становив 11,14 грн/куб. м (без ПДВ). Найбільше зросли витрати на оплату праці – на 0,84 грн/куб. м, на електроенергію – на 0,13 грн/куб. м, на ремонти – на 0,11 грн/куб. м та на реагенти – на 0,09 грн/куб. м. Також, на відміну від попереднього року, у 2017 році до складу тарифів включено суми компенсацій витрат на електроенергію, податки та збори за попередній звітний період. У середньозваженому тарифі на централізоване водоспоживання сума компенсації становила 0,08 грн/куб. м.

<sup>103</sup> Кількість ліцензіатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення станом на 01.01.2017 дорівнювала 144, а на 01.07.2017 – 57 одиницям.

<sup>104</sup> У розділі дані за 2015 – 2017 роки наведено за 52 ліцензіатами НКРЕКП (за виключенням 5 ліцензіатів, що розташовані на території, не підконтрольній Україні).



У структурі собівартості послуг з централізованого водопостачання та водовідведення (додаток 5.3.1.) головними статтями витрат є витрати на електричну енергію та на оплату праці – їх частки складають понад 30 %. Іншими вагомими складовими собівартості є амортизація, витрати на реагенти та паливно-мастильні матеріали та витрати на сплату податків і зборів, зокрема збору за спеціальне використання води (рентна плата), плати за користування надрами для видобування прісних підземних вод.

У ході розрахунків собівартості послуг для встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення здійснюється планування витрат із застосуванням нормативного методу на підставі державних і галузевих нормативів використання матеріальних та паливно-енергетичних ресурсів, норм з оплати праці, нормативів витрат з управління та обслуговування виробництва з урахуванням фактичних показників попередніх періодів та прогнозу індексів зміни цін виробників промислової продукції на планований період. Витрати, об'єктивно нормування яких неможливе, плануються з урахуванням економічно обґрунтованих витрат за попередні періоди на підставі кошторисів.

У тих випадках, коли протягом липня 2016 року – червня 2017 року у ліцензіатів НКРЕКП виникла різниця між фактичними витратами зі сплати податків і зборів, витратами на придбання електричної енергії, використаної на технологічні та господарські потреби, і запланованими на цей період витратами, НКРЕКП було враховано кошти для компенсації такої різниці при встановленні тарифів на централізоване водопостачання та/або водовідведення наступного планованого періоду.

До тарифів на централізоване водопостачання та/або водовідведення включається також планований прибуток, який визначається як сума коштів, що додається до суми повної планованої собівартості і спрямовується на здійснення заходів інвестиційної програми, погашення основної суми запозичень (кредитів, позик). Питома вага прибутку у структурі середньозваженого тарифу становила не більше 2 % упродовж 2015 – 2017 років.

Величини тарифів та рівень їх зміни у 2017 році порівняно з 2016 роком наведено в додатку 5.3.4 у розрізі окремих ліцензіатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення.

Обсяги реалізації послуг з централізованого водопостачання та водовідведення продовжували скорочуватись у 2017 році (Рис. 5.3.2).

Загальний обсяг централізованого водопостачання скоротився на 81 млн куб. м (-6 %), водовідведення – на 74 млн куб. м (-8 %).

Найбільше зменшили своє споживання води населення – на 50 млн куб. м (-8 %) та інші споживачі – на 32 млн куб. м (-9 %). Аналогічно зменшились й обсяги водовідведення.

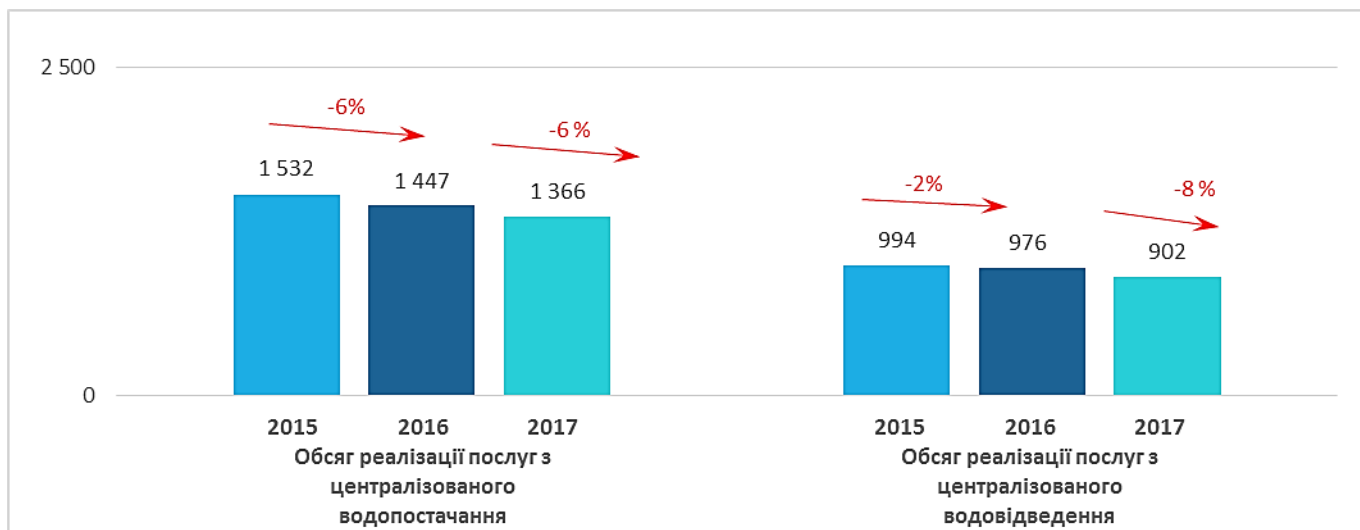


Рис. 5.3.2. Обсяги реалізації послуг з централізованого водопостачання та водовідведення, 2015 – 2017 рр., млн.куб. м

Розподіл обсягів централізованого водопостачання та водовідведення за категоріями споживачів залишився незмінним у 2017 році: населення – 45 %, бюджетні установи – 4 %, суб'єкти господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення – 28 %, інші споживачі – 23 %.

### Тарифи на централізоване водопостачання

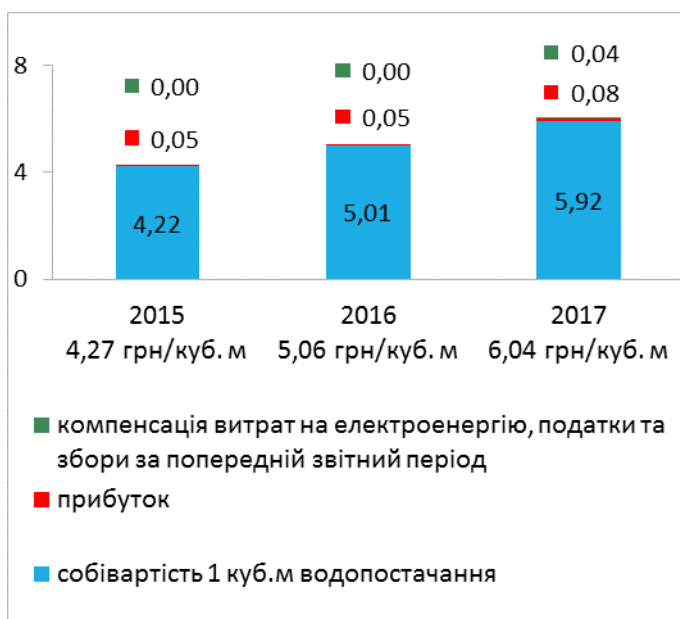


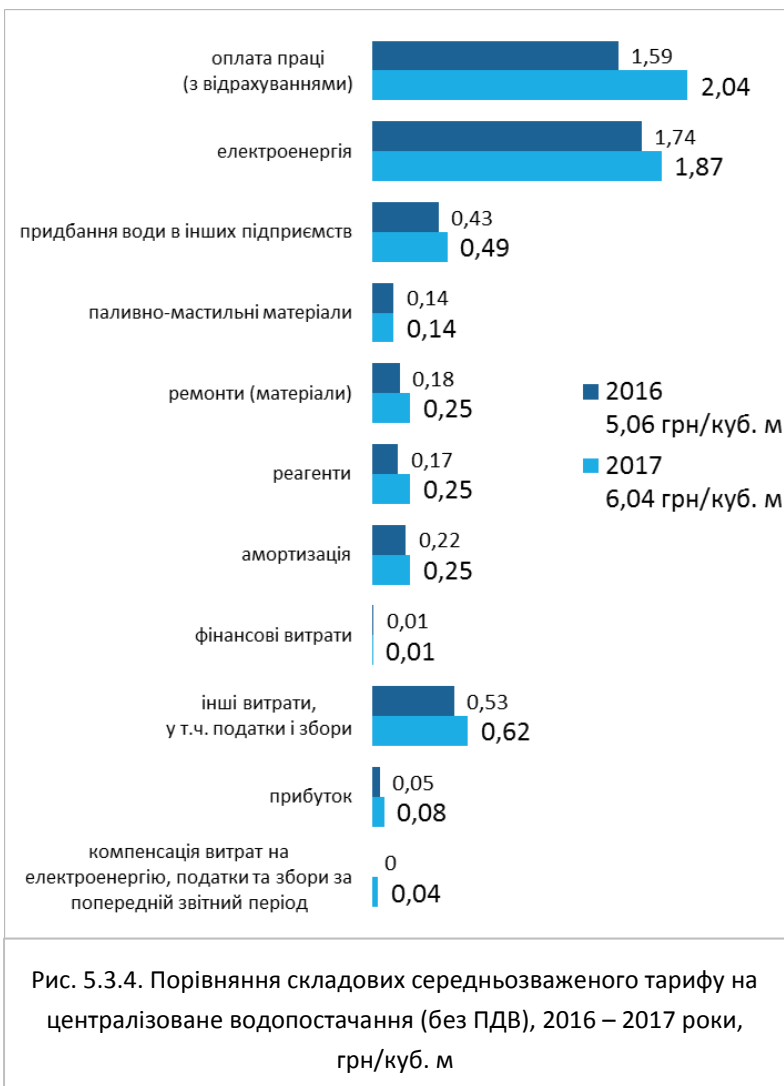
Рис. 5.3.3. Динаміка середньозваженого тарифу на централізоване водопостачання (без ПДВ), 2015 – 2017 роки, грн/ куб. м

Середньозважений тариф на централізоване водопостачання у 2017 році становив 6,04 грн/куб. м (без ПДВ), що на 0,98 грн/куб. м або на 19 % вище рівня 2016 року (рис. 5.3.3).

Прибуток у складі середньозваженого тарифу 2017 року становив 0,08 грн/куб. м або 1,3%.

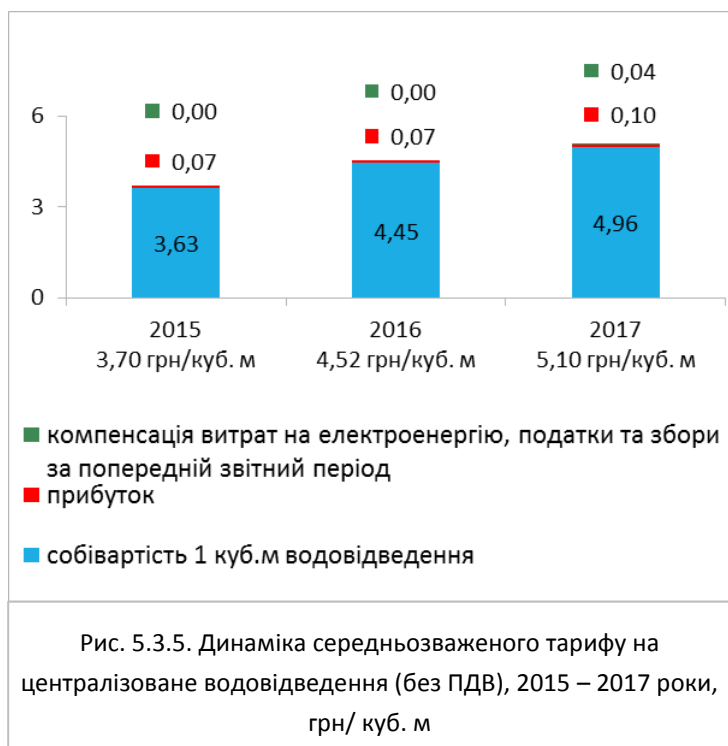
Сума компенсації окремих витрат, які не були відшкодовані тарифами минулого періоду (2016 року), становила 0,04 грн/куб. м. Компенсувались витрати, пов'язані з підвищенням ціни на електроенергію та ставок податків і зборів. Такий порядок тарифоутворення у 2017 році застосовано вперше.

Деталізована структура середньозваженої собівартості 1 куб. м централізованого водопостачання наведена в додатку 5.3.2.



У структурі середньозваженого тарифу на водопостачання за 2017 рік найбільше зросли такі статті витрат: на оплату праці (з відрахуваннями) – на 0,45 грн/куб. м або на 28 % порівняно з 2016 роком (за рахунок підвищення рівня мінімальної заробітної плати); на електроенергію – на 0,13 грн/куб. м або на 7 %, на реагенти – на 0,08 грн/куб. м або на 47 % та витрати на ремонти – на 0,07 грн/куб. м або на 39 % (за рахунок підвищення їх вартості). Зміна інших складових тарифу наведена на рис. 5.3.4.

### Тарифи на централізоване водовідведення



Середньозважений тариф на централізоване водовідведення у 2017 році становив 5,10 грн/куб. м (без ПДВ), що на 0,58 грн/куб. м, або на 13 % вище рівня 2016 року (рис. 5.3.5).

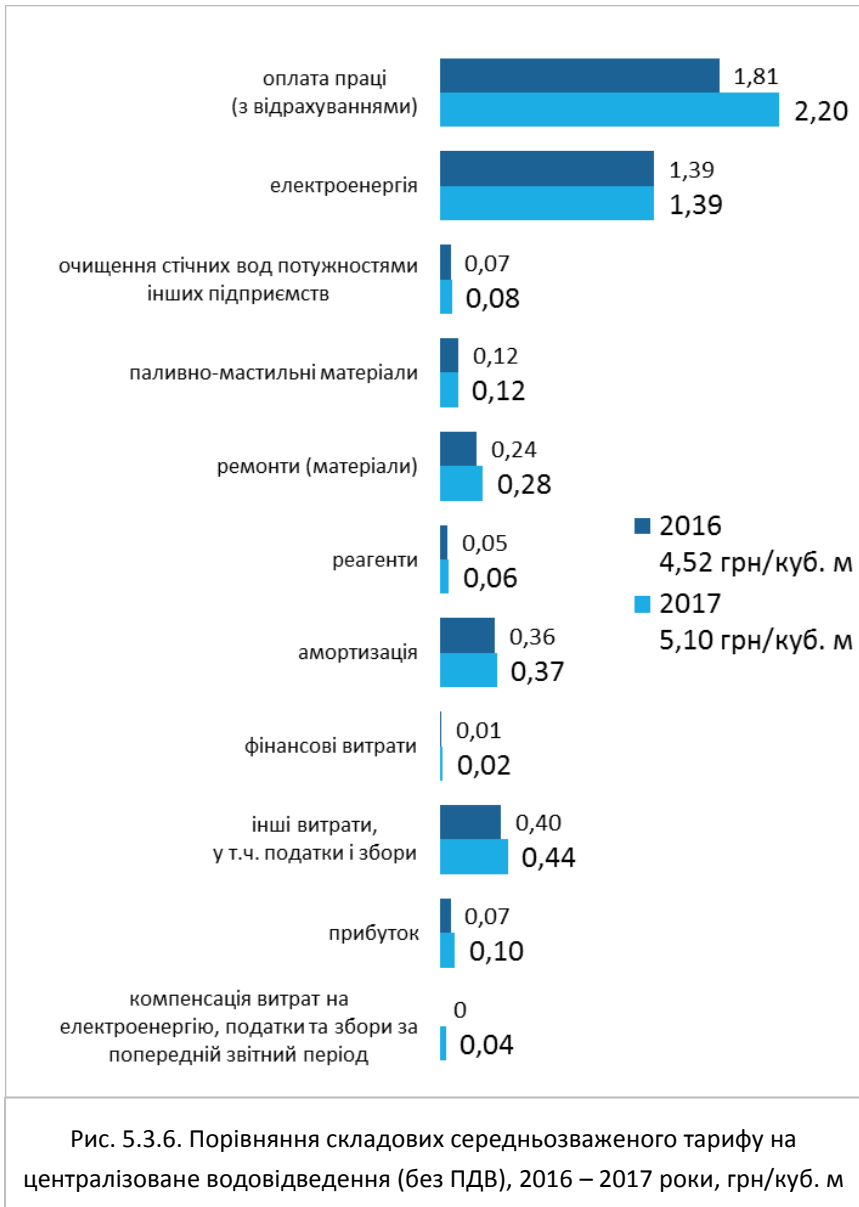
Прибуток у складі тарифу становив 0,10 грн/куб. м або 2,0 %.

Сума компенсації окремих витрат, які не були відшкодовані тарифами минулого періоду (2016 року), становила 0,04 грн/куб. м.

Деталізована структура середньозваженої собівартості 1 куб. м централізованого водовідведення наведена в додатку 5.3.3.

У структурі середньозваженого тарифу на водовідведення за 2017 рік найбільше зросли такі статті витрат: на оплату праці (з відрахуваннями) – на





0,39 грн/куб. м або на 22 % порівняно з 2016 роком (за рахунок підвищення рівня мінімальної заробітної плати) та на ремонти – на 0,04 грн/куб. м або на 17 %. Зміна інших складових тарифу наведена на рис. 5.3.6.

### 5.3.2. Інвестиційна діяльність

Порядок розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення відіграє важливу роль у забезпеченні прозорості рішень НКРЕКП щодо формування та встановлення тарифів, а саме в частині амортизаційних відрахувань та планованого прибутку.

Відповідно до чинного законодавства, зокрема порядків формування тарифів, до складу тарифів може включатися прибуток, використання якого чітко регламентоване – це мають бути інвестиції в основні фонди. Планування необхідного розміру прибутку здійснюється відповідно до інвестиційної програми ліцензіата, затвердженої згідно з його установчими документами і погодженої уповноваженим органом в установленому порядку.

Таким чином, розмір тарифу залежить не тільки від суми витрат операційної діяльності, але й від прибутку, сума та цільове використання якого обґрунтовується інвестиційною програмою. Саме тому важливою є наявність нормативно-правових актів, відповідно до яких формується інвестиційна програма ліцензіата (як підстава для включення в тарифи прибутку) та які забезпечують прозорість на всіх етапах її підготовки – формування, затвердження, контроль за виконанням, інформування заінтересованих сторін.

Відповідно до законів України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про державне регулювання у сфері

комунальних послуг» та «Про питну воду, питне водопостачання та водовідведення» у 2017 році розроблено та затверджено постановою НКРЕКП від 14.09.2017 № 1131 Порядок розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення (далі – Порядок з інвестпрограм). Цей документ установлює механізм розроблення, затвердження, погодження, схвалення та виконання інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення з метою визначення обґрунтованості запланованих ними капіталовкладень та/або витрат у структурі інвестиційної складової тарифів на централізоване водопостачання та/або водовідведення за регульованим тарифом на принципах економічної доцільності, а також цільового використання коштів цими суб'єктами.

Дія Порядку з інвестпрограм поширюється на всіх суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення незалежно від органу ліцензування, тобто вимоги є однаковими для ліцензіатів НКРЕКП та ліцензіатів ОДА і КМДА. Затверджена керівником суб'єкта господарювання інвестиційна програма подається ліцензіатом на розгляд до уповноваженого органу (НКРЕКП або ОМС) для її схвалення.

Інвестиційні програми стосовно об'єктів централізованого водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності, після затвердження ліцензіатами погоджуються ОМС, повноваження якого поширюються на територію, на якій провадить свою діяльність ліцензіат. Якщо ОМС не є уповноваженим органом регулювання, то погоджена ним інвестиційна програма щодо об'єктів централізованого водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності, подається ліцензіатом на розгляд до уповноваженого органу державного регулювання – НКРЕКП, який схвалює інвестиційну програму. Заява щодо схвалення (погодження) інвестиційної програми, а також документи, передбачені Порядком з інвестпрограм, подаються ліцензіатом до уповноваженого органу щороку, не пізніше ніж за три місяці до дати початку планованого періоду.

Обсяги інвестицій визначаються виходячи з технічного стану основних фондів, принципів економічної ефективності та доцільності запровадження відповідних заходів, а також з урахуванням їх впливу на рівень тарифів.

Таким чином, ліцензіати повинні формувати та подавати до уповноваженого органу інвестиційну програму щорічно. У випадку якщо ліцензіат не планує включення прибутку в тариф, він має подати на розгляд для схвалення інвестиційну програму, розроблену у відповідності до наявних джерел фінансування, зокрема амортизації, що є обов'язковою статтею у структурі тарифів.

Упродовж 2017 року до НКРЕКП було подано на розгляд та схвалення 97 інвестиційних програм ліцензіатів<sup>105</sup> у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, з яких схвалено 63 інвестиційні програми (68 %) на суму 755,26 млн грн. Також на виконання вимог Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, було опрацьовано та розміщено на офіційному веб-сайті ще 6 проектів постанов НКРЕКП щодо схвалення інвестиційних програм на суму 111,45 млн грн для отримання пропозицій та зауважень з метою проведення відкритого обговорення. Крім того, упродовж 2017 року було опрацьовано та оприлюднено для отримання зауважень і пропозицій проекти постанов НКРЕКП щодо схвалення 9 інвестиційних програм на 2018 рік на суму 95,02 млн грн.

З урахуванням положень нових Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з централізованого водопостачання та водовідведення, затверджених постановою НКРЕКП від 22.03.2017 № 307 та опублікованих 18.05.2017, подальшому контролю за виконанням підлягає 41 інвестиційна програма (35 з 63 схвалених та 6 оприлюднених) ліцензіатів, регулювання

<sup>105</sup> Станом на 01.01.2017 кількість ліцензіатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення становила 144. Відповідно до нових Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з централізованого водопостачання та водовідведення, затверджених постановою НКРЕКП від 22.03.2017 № 307, кількість ліцензіатів скоротилась до 57.

діяльності яких й надалі належить до повноважень НКРЕКП. Дані інвестиційні програми визнано достатньо обґрунтованими та такими, що спрямовані на підвищення ефективності виробництва та охорону довкілля.

Плановий обсяг фінансування заходів на 2017 рік сукупно за 41 інвестиційною програмою становив 831,22 млн грн.

Таблиця 5.3.1 Планові обсяги та джерела інвестицій у сфері централізованого водопостачання та водовідведення на 2017 рік (ліцензіати НКРЕКП)

Джерела інвестицій	Обсяг інвестицій, млн грн	Структура інвестицій за їх джерелами, %
Амортизація	634,19	76 %
Виробничі інвестиції з прибутку	170,56	21 %
Інші залучені кошти	26,47	3 %
<b>Усього за 41 інвестиційною програмою</b>	<b>831,22</b>	<b>100 %</b>

Основним джерелом інвестицій у 2017 році, як і впродовж попередніх років, була амортизація в обсягах, що передбачені структурою тарифів (76 % від загального обсягу інвестування). Також залучались кошти за рахунок прибутку, передбаченого у структурі тарифів ліцензіатів. Обсяг виробничих інвестицій з прибутку визначається у розмірах, що є необхідними для поступового відновлення мереж (покращення функціонування підприємств водопровідно-каналізаційного господарства), та з урахуванням потреб щодо виконання фінансових зобов'язань ліцензіатів перед міжнародними фінансовими організаціями.

Зі свого боку НКРЕКП бере участь у залученні зовнішніх інвестицій за проектом МБРР у рамках Другого проекту розвитку міської інфраструктури. Так, у 2017 році підписано 4 договори про субкредитування та 6 додаткових угод до субкредитних договорів на загальну суму 220,28 млн дол. США.

Головними напрямками інвестування у 2017 році є: зниження питомих витрат та втрат енергетичних ресурсів; забезпечення технологічного та/або комерційного обліку ресурсів; підвищення екологічної безпеки; підвищення якості послуг з централізованого водопостачання.



З виробничих об'єктів водопровідно-каналізаційних господарств найбільше потребують відновлення мережі водопостачання та водовідведення, від стану яких суттєво залежить якість надання послуг та стан довкілля. Проте вартість відновлення мереж є настільки високою, що лише

за рахунок амортизації здійснити його неможливо – тривалість відновлення перевищила б сотні років. Наприклад, загальна довжина мереж водопостачання ліцензіатів НКРЕКП становить 57,7 тис. км, з них ветхими та аварійними є 46 %. Кошти підприємств, що можуть бути використані для цілей відновлення (річний обсяг амортизації), становлять близько 394 млн грн, а вартість відновлення є більшою у 377 разів.

Таблиця 5.3.2. Стан водопровідних та каналізаційних мереж

Найменування показника	Од. виміру	Водопостачання	Водовідведення
Довжина мереж, сукупно по ліцензіатах НКРЕКП	км	57 712	24 730
у т. ч. довжина ветхих та аварійних мереж	км	26 596	11 024
Частка ветхих та аварійних мереж	%	46	45
Розрахункова вартість відновлення	тис. грн	148 221 027	66 613 563
Сума амортизації на 1 рік (відповідно до структури тарифів)	тис. грн	393 656	345 458
Тривалість повного відновлення мереж за рахунок амортизації	років	377	193

За таких умов вбачається за необхідне пошук нових механізмів додаткового стимулювання ліцензіатів до здійснення заходів з підвищення ефективності виробничої діяльності, впровадження новітніх технологій та забезпечення відновлення основних фондів. Крім того, існує конфлікт інтересів нинішніх та майбутніх споживачів – перші з них зацікавлені в отриманні недорогих послуг сьогодні і воліють не перейматись питаннями забезпечення можливості отримання таких послуг майбутніми поколіннями, які в той же час не можуть відстоювати свої права сьогодні та зацікавлені в тому, щоб унаслідувати інфраструктуру на прийнятному функціональному рівні. НКРЕКП має подбати про інтереси обох цих категорій споживачів.

Засобом покращення існуючого становища НКРЕКП вбачає запровадження системи тарифоутворення у сфері централізованого водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання.

### 5.3.3. Перехід до стимулюючого регулювання



Рис. 5.3.8. Діана Корсакайте керівник Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні»

У 2017 році НКРЕКП продовжила підготовчу роботу із запровадження механізмів тарифоутворення на принципах стимулюючого регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, розпочату у 2016 році в рамках співпраці з Проектом USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні». Основними результатами цієї роботи у 2016 році стала розробка і погодження Головою НКРЕКП Концепції та Плану дій щодо запровадження стимулюючого регулювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення. У 2017 році зусилля були спрямовані на виконання завдань, передбачених Планом дій.

## *Розробка нормативної бази*

Упродовж першої половини 2017 року тривала нормотворча діяльність Робочої групи з питань розробки законодавчої бази для запровадження стимулюючого регулювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, створеної наказом НКРЕКП. До складу Робочої групи увійшли керівництво та фахівці Департаменту із регулювання відносин у сфері централізованого водопостачання та водовідведення НКРЕКП, консультанти Проекту USAID та представники ліцензіатів. У результаті проведеної роботи та відкритих обговорень проектів рішень були схвалені та прийняті на відкритих засіданнях НКРЕКП 4 постанови НКРЕКП від 14.09.2017:

- № 1132 «Про затвердження Порядку формування тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання»;
- № 1133 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання»;
- № 1134 «Про встановлення регуляторної норми доходу на регуляторну базу активів для суб'єктів природних монополій, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з централізованого водопостачання та водовідведення»;
- № 1135 «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з централізованого водопостачання та водовідведення».

Ключовими механізмами тарифоутворення на принципах стимулюючого регулювання, що передбачені цими документами є: встановлення довгострокових тарифів; встановлення ліцензіатам цільових завдань щодо скорочення витрат і втрат води, витрат електроенергії та цільових показників якості; стимулювання ліцензіата до скорочення неефективних операційних витрат; формування регуляторної бази активів та доходу на неї, використання якого є цільовим – у першу чергу на реалізацію довгострокової інвестиційної програми ліцензіата.

## *Навчальні заходи та тестовий розрахунок тарифів*

25 – 26 липня 2017 року основні положення розроблених документів щодо стимулюючого регулювання були представлені фахівцями НКРЕКП та консультантами Проекту USAID на семінарі «Проекти Порядку формування та Процедури встановлення тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання: особливості застосування, умови переходу, визначення основних складових». Загалом семінар відвідало 52 особи, у тому числі 35 представників ліцензіатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення із 19 пілотних міст Проекту USAID, 14 представників НКРЕКП, 2 представники органів місцевого самоврядування, а також кореспондент журналу «В та В». Учасники відзначили актуальність теми семінару та підкреслили можливість практичного застосування стимулюючого регулювання.

У 2017 році було виконано тестовий розрахунок тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання для КП «Тернопільводоканал».

## *Методичні рекомендації з розробки довгострокових інвестиційних програм*

Відповідно до Закону про НКРЕКП у разі застосування будь-якого способу державного регулювання цін з метою встановлення довгострокового тарифу суб'єкти господарювання у сфері комунальних послуг подають на узгодження Регулятору розроблену довгострокову інвестиційну програму після її громадського обговорення. Крім того, наявність такої програми є обов'язковою умовою переходу до стимулюючого регулювання. Ураховуючи недостатній досвід ліцензіатів з підготовки довгострокових програм, фахівцями НКРЕКП спільно з консультантами Проекту USAID були підготовлені Методичні рекомендації з розроблення довгострокових інвестиційних програм у разі застосування тарифів на принципах стимулюючого регулювання у сфері централізованого

водопостачання та водовідведення. Ці рекомендації надають методологічну допомогу щодо вибору проектів, джерел фінансування, визначення техніко-економічних показників інвестиційних заходів тощо.

### *Правила обліку та звітність*

Зважаючи на відмінності механізмів формування тарифів на принципах стимулюючого регулювання від існуючого порядку тарифоутворення, ліцензіати повинні внести зміни до своїх систем обліку (наприклад, запровадити додаткову класифікацію витрат, вести облік регуляторної бази активів тощо), а НКРЕКП, у свою чергу, – відслідковувати виконання цільових показників. Для методологічного забезпечення цих процесів фахівцями НКРЕКП спільно з консультантами Проекту USAID були розроблені проект постанови НКРЕКП «Про затвердження правил організації та ведення обліку за ліцензованими видами діяльності суб'єктами господарювання з централізованого водопостачання та водовідведення, що формують тарифи на принципах стимулюючого регулювання» та форми звітності, що подаються до НКРЕКП суб'єктами господарювання з централізованого водопостачання та водовідведення, які застосовують тарифи на принципах стимулюючого регулювання.

### *Оцінка активів*

Відповідно до Закону України «Про природні монополії» для визначення регуляторної бази активів під час переходу до стимулюючого регулювання суб'єктом оціночної діяльності одноразово проводиться незалежна оцінка активів. Тому у 2017 році активізувалась робота щодо розробки змін до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом ФДМУ від 12.03.2013 № 293. Зокрема керівництво ФДМУ та НКРЕКП дійшло згоди стосовно необхідності внесення змін щодо класифікатора активів, строків корисної експлуатації активів, формул коефіцієнтів оптимізації та укрупнених показників відновлювальної вартості (далі – УПВС). Оскільки розробка цих показників вимагає проведення пілотної оцінки активів, було розпочато співробітництво між шістьма водоканалами й Науково-дослідним та конструкторсько-технологічним інститутом міського господарства щодо розробки УПВС та компанією «Делойт» з проведення пілотної оцінки. Внесення змін до Методики оцінки активів очікується у 2018 році.

## **5.4. Захист прав споживачів у сфері централізованого водопостачання та водовідведення**

На виконання законів України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», «Про природні монополії» НКРЕКП здійснює забезпечення захисту прав споживачів послуг з централізованого водопостачання та водовідведення щодо отримання цих послуг належної якості, у достатній кількості та за обґрунтованими цінами у такий спосіб:

- урахування громадської думки під час формування та реалізації державної політики у цій сфері шляхом створення та систематичної співпраці з Громадською радою, що діє при НКРЕКП;
- забезпечення відкритої та прозорої процедури державного регулювання з попереднім оприлюдненням відповідної інформації на офіційному веб-сайті НКРЕКП та з урахуванням пропозицій та зауважень, що надійшли від громадськості, щодо проектів рішень НКРЕКП;
- залучення керівників органів місцевого самоврядування як представників захисту інтересів територіальних громад до процесу прийняття рішень на відкритих засіданнях НКРЕКП;
- виключення необґрунтованих планових витрат виробників/виконавців послуг та встановлення економічно обґрунтованих тарифів на централізоване водопостачання та

водовідведення, послуги з централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем) для забезпечення надання послуг належної якості у визначених обсягах і режимах;

- започаткування ведення водоканалами обліку звернень споживачів та відповідного звітування ліцензіатів перед НКРЕКП (з 2017 року) щодо якості питної води, надійності та комерційної якості надання послуг водопостачання та водовідведення;
- видання та розповсюдження інформаційних буклетів для споживачів (з 2017 року), де наведено вимоги до якості послуг з централізованого водопостачання та водовідведення, алгоритм дій у випадку надання послуг неналежної якості, права споживачів на пільги, заходи з ощадливого споживання води, встановлення лічильників води, відповідальність водоканалів та місцевої влади за якість та ціну послуг;
- персональне письмове інформування ліцензіатом НКРЕКП своїх абонентів про річний обсяг спожитих ними послуг у куб. м та грошовому вимірі, про середній рівень споживання, що склався в даному населеному пункті, про складові діючих тарифів тощо (надсилання повідомлень запроваджено з 2017 року);
- надання письмових роз'яснень на звернення громадян з питань отримання послуг з централізованого водопостачання та водовідведення, централізованого постачання холодної води, водовідведення (з використанням внутрішньобудинкових систем), надання усних консультацій при безпосередній зустрічі зі споживачем та телефоном (працює «пряма телефонна лінія»).

Упродовж 2017 року до НКРЕКП надійшло 493 звернення громадян (споживачів) щодо питань, пов'язаних з централізованим водопостачанням та водовідведенням, які розглянуто фахівцями НКРЕКП у встановленому законодавством порядку, та за результатами їх розгляду кожному автору звернення надано відповідь у межах компетенції НКРЕКП.

Основними питаннями, порушеними у зверненнях до НКРЕКП, у 2017 році були: роз'яснення механізмів тарифоутворення та правомірність застосування тарифів суб'єктами господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення; правомірність нарахувань плати за послуги відповідно до нормативів (норм) споживання у разі відсутності індивідуальних засобів обліку холодної води; порядок здійснення перевірки індивідуальних засобів обліку води та оплати витрат на її проведення; порядок укладання договорів про надання послуг з централізованого водопостачання та водовідведення; якість послуг (якість питної води, неотримання послуг або отримання послуг неналежної якості); порядок оплати за спожиті послуги, правомірність стягнення банком комісії при оплаті рахунків за послуги з централізованого водопостачання та водовідведення; правомірність відключення від систем централізованого водопостачання та водовідведення.

Найбільш вагому частку роботи НКРЕКП у 2017 році у сфері захисту прав споживачів послуг з централізованого водопостачання та водовідведення становила підготовка роз'яснень нормативно-правових актів НКРЕКП та доведення до відома споживачів положень законодавства України, що регулює їх взаємовідносини з ліцензіатами НКРЕКП.

У забезпеченні належного захисту прав споживачів послуг з централізованого водопостачання та водовідведення НКРЕКП керується законами України «Про звернення громадян», «Про інформацію», «Про доступ до публічної інформації» тощо. На виконання вимог чинного законодавства здійснювався детальний розгляд наведеної у зверненнях інформації, у разі необхідності проводились перевірки фактів порушень прав споживачів на підставі інформації, наданої ліцензіатами НКРЕКП. За результатами перевірок оцінювалась конфліктна ситуація, яка мала місце у взаємовідносинах суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, діяльність яких регулюється НКРЕКП, зі споживачами відповідних послуг. Розглядалися та здійснювалися заходи щодо можливих шляхів вирішення спірних питань між ними.

Отже, НКРЕКП забезпечує прозорість прийняття своїх рішень та зобов'язує ліцензіатів постійно й регулярно надавати споживачам необхідну інформацію щодо послуг з

централізованого водопостачання та водовідведення у ЗМІ, на офіційних веб-сайтах та персонально. З метою покращення обізнаності громадян щодо їх прав та обов'язків як споживачів послуг з централізованого водопостачання та водовідведення відповіді на найбільш поширені питання розміщено на офіційному веб-сайті НКРЕКП у мережі Інтернет.

### *Моніторинг якості послуг*

Моніторинг якості послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення здійснюється за трьома напрямками:

- безперервність водопостачання, яка характеризується тривалістю і кількістю перерв у водопостачанні;
- якість питної води та тиск у мережі;
- комерційна якість послуг, яка характеризується якістю взаємовідносин між компанією та споживачем, зокрема станом дотримання компаніями встановлених законодавством строків надання послуг.

З III кварталу 2017 року НКРЕКП здійснює моніторинг показників якості надання послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення<sup>106</sup>, а саме показників безперебійності централізованого водопостачання: середня тривалість перерв в мережі водопостачання, середня частота перерв в мережі водопостачання та кількість перерв на 100 км мереж; параметрів тиску в мережі та показників якості питної води, показників комерційної якості надання послуг.

У додатках 5.3.6, 5.3.7 наведено показники комерційної якості надання послуг за III – IV квартали 2017 року по кожному ліцензіату НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення.

У додатку 5.3.8 наведено показники надійності водопостачання та якості питної води за III – IV квартали 2017 року по кожному ліцензіату НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання.

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників якості надання послуг (показники: частка проб питної води, що не відповідають нормативній якості питної води, середня тривалість перерв у водопостачанні, частка скинутих стічних вод без очищення) для компаній, які переходять на стимулююче регулювання,<sup>107</sup> шляхом коригування необхідного доходу компанії за даними виконання цільового завдання щодо досягнення встановленого рівня цільових показників якості надання послуг, починаючи з другого регуляторного періоду.

---

<sup>106</sup> Постанова НКРЕКП від 23.02.2017 № 226 «Про затвердження форм звітності НКРЕКП № 13-НКРЕКП-водопостачання (квартальна) «Звіт щодо показників надійності водопостачання та якості питної води» та № 14-НКРЕКП-водопостачання/водовідведення (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з централізованого водопостачання та (або) водовідведення» та інструкцій щодо їх заповнення» (набула чинності 22.08.2017).

<sup>107</sup> Постанова НКРЕКП від 14.09.2017 № 1132 «Про затвердження Порядку формування тарифів на централізоване водопостачання та водовідведення на принципах стимулюючого регулювання».



## 6. СФЕРА ПОВОДЖЕННЯ З ПОБУТОВИМИ ВІДХОДАМИ

### 6.1. Функції та повноваження НКРЕКП у сферах перероблення та захоронення побутових відходів

Відповідно до статті 6 Закону України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» НКРЕКП бере участь у формуванні та реалізації державної політики у сферах перероблення та захоронення побутових відходів.

Формування та реалізація державної політики у сферах перероблення та захоронення побутових відходів здійснюється, зокрема, шляхом:

- ліцензування господарської діяльності з перероблення та захоронення побутових відходів в обсягах, що перевищують рівень, який встановлюється умовами та правилами провадження господарської діяльності (ліцензійними умовами), розроблення і затвердження ліцензійних умов і порядку контролю за їх дотриманням;
- розроблення порядків (методик) формування тарифів на комунальні послуги для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках;
- встановлення тарифів на комунальні послуги суб'єктам природних монополій та суб'єктам господарювання на суміжних ринках, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП.

Згідно з Законом України «Про природні монополії» захоронення побутових відходів належить до природної монополії, а перероблення побутових відходів є діяльністю на суміжному ринку.

Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» пунктами 31 та 32 частини першої статті 7 встановлює, що перероблення та захоронення побутових відходів підлягають ліцензуванню.

На виконання вимог вищезазначених законів НКРЕКП розроблено та затверджено:

- постанову від 04.04.2017 № 467 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з захоронення побутових відходів»;
- постанову від 27.04.2017 № 601 «Про затвердження Порядку формування тарифу на послугу з захоронення побутових відходів»;
- постанову від 27.04.2017 № 602 «Про затвердження Процедури встановлення тарифу на послугу з захоронення побутових відходів»;
- постанову від 25.05.2017 № 683 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з перероблення побутових відходів»;
- постанову від 25.05.2017 № 706 «Про затвердження Порядку формування, схвалення інвестиційних програм та/або інвестиційних планів суб'єктів господарювання у сфері захоронення побутових відходів»;
- постанову від 27.10.2017 № 1307 «Про затвердження Порядку формування та встановлення тарифу на послугу з перероблення побутових відходів»;
- постанову від 27.10.2017 № 1308 «Про затвердження Порядку формування та схвалення інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері перероблення побутових відходів».

З набуттям чинності ліцензійними умовами у сферах захоронення та перероблення побутових відходів НКРЕКП почала здійснювати ліцензування господарської діяльності з захоронення та перероблення побутових відходів.

Станом на 31.12.2017 ліцензію на право провадження господарської діяльності з захоронення побутових відходів отримали 29 суб'єктів господарювання та 2 суб'єкти господарювання отримали ліцензію на право провадження господарської діяльності з перероблення побутових відходів.

28.12.2017 ПрАТ «Київспецтранс» звернулось до НКРЕКП з заявою про встановлення тарифу на послугу захоронення побутових відходів.

Крім того, НКРЕКП здійснювалися моніторинг та аналіз ситуації на ринках перероблення та захоронення побутових відходів, а також прогнозування стану розвитку таких ринків.

Для проведення такого моніторингу приймалась зведена інформація від обласних та Київської міської державних адміністрацій (без урахування Львівської області, інформація від якої не була надана, та без урахування АР Крим та м. Севастополь, частин Донецької та Луганської областей) показників діяльності суб'єктів господарювання у сферах захоронення та перероблення побутових відходів (далі – Суб'єкти) за 2016 рік.

За результатами моніторингу ринків перероблення та захоронення побутових відходів НКРЕКП зібрано, узагальнено та проаналізовано дані по 968 суб'єктах господарювання у сфері поводження з побутовими відходами, з яких 10 здійснювали діяльність у сфері перероблення та 530 у сфері захоронення побутових відходів.

У 2017 році НКРЕКП здійснювала роботу щодо узагальнення практики застосування законодавства з питань, які належать до її компетенції, розробляла та вносила у встановленому порядку пропозиції щодо вдосконалення нормативно-правової бази, що регулює сферу поводження з побутовими відходами, зокрема проектів законів:

- «Про житлово-комунальні послуги» (№ 1581-д);
- «Про ринок електричної енергії» (№ 4493);
- «Про внесення змін до деяких законів України щодо стимулювання використання побутових відходів як альтернативного джерела енергії» (№ 4835);
- «Про внесення змін до Закону України «Про відходи» (щодо імплементації вимог директив ЄС у сфері поводження з відходами)» (№ 6602);
- «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (№ 1540-VIII).

## **6.2. Загальний опис сфер перероблення та захоронення побутових відходів**

Існуюча практика поводження з побутовими відходами у сферах перероблення та захоронення побутових відходів не забезпечує захист здоров'я населення і навколишнього природного середовища від їхнього шкідливого впливу.

Сучасний стан перероблення та захоронення побутових відходів позначений кризовими явищами, недостатністю інвестицій, безперервним збільшенням та накопиченням обсягів захоронених побутових відходів, а також виникненням нових стихійних сміттєзвалищ, руйнуванням навколишнього природного середовища.

У 2017 році (у рамках проведеного моніторингу) збір інформації та аналіз здійснювалися:

- за фактичними обсягами наданих послуг підприємствами за 2016 рік;
- за діючими тарифами на послуги з поводження з відходами, нормами вивезення побутових відходів та наявності місцевих нормативно-правових актів у сфері поводження з побутовими відходами на дату проведення моніторингу – 01 березня 2017 року.

Інформацію за 2017 рік буде оброблено у 2018 році після надходження до НКРЕКП звітності від суб'єктів господарювання.

НКРЕКП було отримано й опрацьовано зведену інформацію від 23 обласних та Київської міської державних адміністрацій щодо 968 підприємств, що здійснюють діяльність у сфері поводження з побутовими відходами. У зоні відповідальності цих підприємств 1397 населених пунктів, де проживає 25,8 млн осіб. Охоплено послугами 78,3 % населення.

Інформація щодо рівня охоплення послугою у сфері поводження з побутовими відходами по областях наведена в таблиці 6.2.1.

Таблиця 6.2.1. Рівень охоплення послугами поводження з побутовими відходами в Україні

№ з/п	Області	Фактична чисельність населення у населеному пункті, тис. осіб	Чисельність населення, яке охоплене послугами підприємства у сфері поводження з побутовими відходами, тис. осіб	%
1	Вінницька	849 888	619 478	72,89
2	Волинська	808 440	525 042	64,95
3	Дніпропетровська	274 7530	2 356 555	85,77
4	Донецька	1 501 530	1 418 243	94,45
5	Житомирська	683 729	443 117	64,81
6	Закарпатська	732 559	435 752	59,48
7	Запорізька	1 734 754	1 368 729	78,90
8	Івано-Франківська	614 740	524 544	85,33
9	Київська	1 248 517	652 867	52,29
10	Кіровоградська	616 789	490 036	79,45
11	Луганська	454 036	302 784	66,69
12	Львівська	в/і <sup>108</sup>	в/і	в/і
13	Миколаївська	787 240	670 316	85,15
14	Одеська	1 571 194	930 800	59,24
15	Полтавська	870 626	704 636	80,93
16	Рівненська	591 194	452 187	76,49
17	Сумська	758 319	538 714	71,04
18	Тернопільська	975 088	345 406	35,42
19	Харківська	2 281 142	2 091 015	91,67
20	Херсонська	688 085	688 085	100,00
21	Хмельницька	727 976	592 943	81,45
22	Черкаська	695 347	502 039	72,20
23	Чернівецька	377 469	208 794	55,31
24	Чернігівська	616 216	467 531	75,87
25	м. Київ	2 866 510	2 866 510	100,00
<b>По Україні</b>		<b>25 798 918</b>	<b>20 196 123</b>	<b>78,28</b>

Зведені дані щодо кількості підприємств за видами діяльності по областях України наведено в таблиці 6.2.2.

<sup>108</sup> в/і відсутня інформація

Таблиця 6.2.2. Інформація щодо кількості суб'єктів господарювання у сфері поводження з побутовими відходами по Україні за видами діяльності

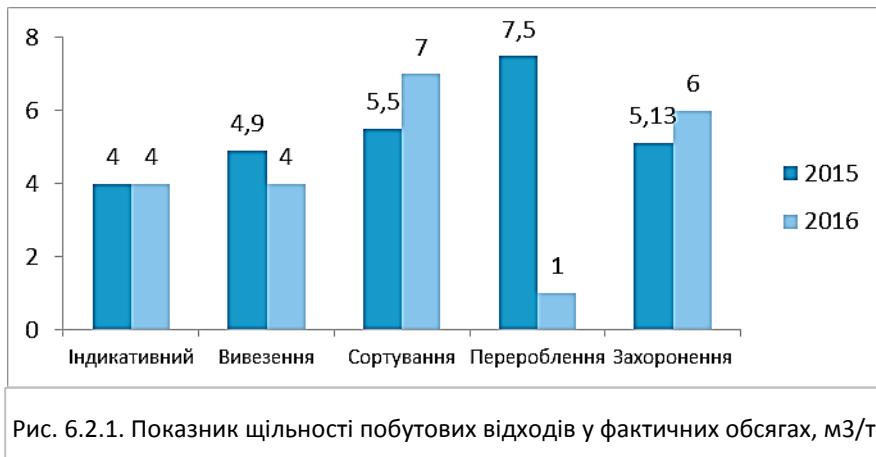
№ з/п	Область	Кількість підприємств, од.	Вивезення		Сортування		Перероблення		Захоронення	
			2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
1	Вінницька	58	47	40	3	3	0	0	38	44
2	Волинська	34	в/і <sup>109</sup>	32	в/і	0	в/і	0	в/і	17
3	Дніпропетровська	55	45	53	0	1	0	0	19	15
4	Донецька	53	41	45	1	1	0	0	26	20
5	Житомирська	39	35	38	0	0	0	0	32	34
6	Закарпатська	18	17	16	0	0	0	0	13	12
7	Запорізька	55	46	53	0	0	0	0	19	15
8	Івано-Франківська	30	35	28	11	8	0	0	21	16
9	Київська	86	в/і	85	в/і	3	в/і	0	в/і	29
10	Кіровоградська	45	39	44	0	1	0	0	28	25
11	Луганська	17	19	17	0	0	0	0	11	9
12	Львівська	в/і	62	в/і	3	в/і	1	в/і	23	в/і
13	Миколаївська	35	22	35	0	0	0	0	10	8
14	Одеська	50	49	48	0	0	0	0	39	39
15	Полтавська	32	24	31	2	1	0	0	14	15
16	Рівненська	33	30	31	5	5	0	1	25	26
17	Сумська	38	34	36	0	0	0	0	23	16
18	Тернопільська	32	30	32	2	6	0	0	26	30
19	Харківська	80	77	74	3	2	1	1	21	31
20	Херсонська	64	49	63	0	0	0	0	39	48
21	Хмельницька	33	34	33	5	4	0	0	34	33
22	Черкаська	25	24	24	5	0	0	0	24	24
23	Чернівецька	18	18	18	0	0	0	0	17	17
24	Чернігівська	26	25	25	2	2	0	0	18	15
25	м. Київ	12	11	11	4	4	11	8	10	9
<b>Усього</b>		<b>968</b>	<b>813</b>	<b>912</b>	<b>46</b>	<b>41</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>530</b>	<b>547</b>

Дані щодо загальних обсягів наданих послуг у сфері поводження з побутовими відходами, отримані НКРЕКП за результатами моніторингу, наведені в таблиці 6.2.3.

Таблиця 6.2.3. Фактичні обсяги наданих послуг за видами діяльності підприємств у сфері поводження з побутовими відходами по Україні у 2015 – 2016 роках

№ з/п	Зведені дані по областях	Фактичні обсяги наданих послуг за видами діяльності підприємств у сфері поводження з побутовими відходами							
		Вивезення		Сортування		Перероблення		Захоронення	
		т	м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>
1	за 2015	7 871 479	38 440 685	76 967	421 878	254 251	1 921 305	6 959 510	35 673 273
2	за 2016	9 069 050	40 723 244	121 435	867 411	285 876	218 701	7 306 795	40 363 293

<sup>109</sup> в/і відсутня інформація



При узагальненні отриманих даних використовувався показник щільності як індикаторний показник ведення обліку обсягів побутових відходів. Індикативна величина цього показника дорівнює  $k = 4 \text{ м}^3$  на 1 т (захоронення 50 тисяч тонн становить 200 тис.  $\text{м}^3$  побутових відходів) (рис. 6.2.1).

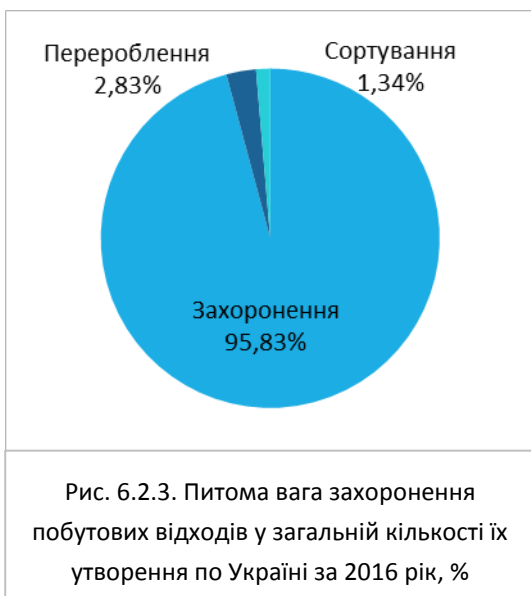


Показник щільності у фактичних обсягах побутових відходів по областях України наведено в додатку 6.2.2.

Продовжується стійка тенденція збільшення обсягу відходів та виникнення несанкціонованих сміттєзвалищ, що несе загрозу навколишньому природному середовищу та здоров'ю людей.

Тільки 2,83 % побутових відходів перероблено від загального обсягу ТПВ, при цьому 89,64 % обсягів перероблення припадає на м. Київ. Відсортовано 1,34 % вивезених побутових відходів, решта зібраних побутових відходів вивезена на захоронення (рис. 6.2.3).

Перероблення побутових відходів як таке майже відсутнє в Україні. Цей факт унеможливорює виконання вимоги статті 32 Закону України «Про відходи», якою з 01 січня 2018 року заборонено захоронення неперероблених побутових відходів.



Діючі тарифи на захоронення побутових відходів в Україні не покривають необхідні економічно обґрунтовані витрати, не забезпечують здійснення екологічно безпечного технологічного процесу захоронення побутових відходів та потребують перегляду.

Діяльність з захоронення побутових відходів здійснюють 530 підприємств. Інформацію щодо діючих тарифів на цей вид діяльності надано 312 підприємствами.

Середні діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами, у тому числі і на їх захоронення, наведені в таблиці 6.2.4.

Таблиця 6.2.4. Середні діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами

	З вивезення побутових відходів (включаючи захоронення)						З захоронення побутових відходів (окремо)					
	населення		бюджетні організації		інші споживачі		населення		бюджетні організації		інші споживачі	
	грн/м³	грн/т	грн/м³	грн/т	грн/м³	грн/т	грн/м³	грн/т	грн/м³	грн/т	грн/м³	грн/т
2015 рік	57,83	192,27	65,65	198,57	73,08	243,04	15,53	54,9	19,12	94,36	21,51	96,53
2016 рік	66,56	155,36	69,14	183,13	77,2	198,19	17,87	63,78	22,12	86,08	24,1	96,79

Інформацію щодо рівня середнього діючого тарифу у сфері поводження з побутовими відходами станом на 01.03.2017 по областях України наведено на рис. 6.2.4 та в додатку 6.2.2.

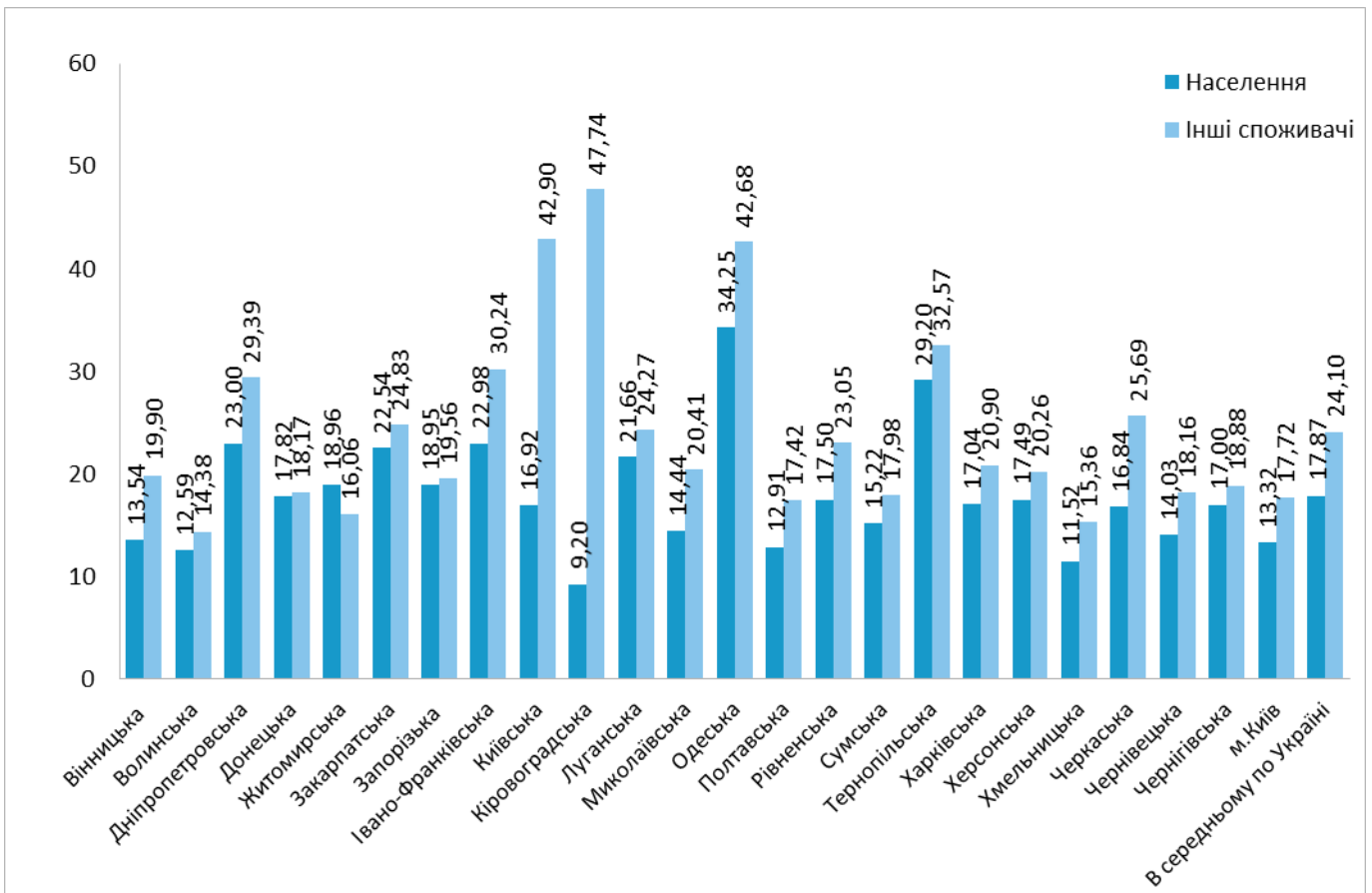


Рис. 6.2.4. Рівні середніх діючих тарифів на захоронення побутових відходів по Україні станом на 01.03.2017, грн/куб. м

У 2016 році органами місцевого самоврядування було прийнято 69 рішень про встановлення тарифів, що становить 22,1 % від загальної кількості діючих рішень. При цьому 166 рішень (53,2 % від загальної кількості) прийнято у 2014 – 2015 роках, 101 рішення (24,7 % від загальної кількості) – у 2013 році і раніше. Найбільше рішень було прийнято в Харківській області – 7, у Рівненській, Закарпатській та Запорізькій областях – по 5.

Середній тариф на захоронення побутових відходів для населення становить 17,87 грн за 1 м<sup>3</sup> проти минулорічних 15,53 грн за 1 м<sup>3</sup>, середня плата за тарифом становить 2,66 грн на 1 особу на місяць проти 2,42 грн з однієї особи у 2015 році.

Найнижчий рівень тарифів для населення мають Кіровоградська область – 9,20 грн за 1 м<sup>3</sup> та Хмельницька область – 11,52 грн за 1 м<sup>3</sup>. Найвищий рівень в Одеській – 34,25 грн за 1 м<sup>3</sup> та Тернопільській – 29,20 грн за 1 м<sup>3</sup> областях.

Середній тариф на захоронення ПВ для бюджетних споживачів зріс у порівнянні з 2015 роком та становить 22,12 грн. за 1 м<sup>3</sup> та 24,10 грн за 1 м<sup>3</sup> для інших споживачів. Відповідні показники 2015 року становили – 19,12 грн за 1 м<sup>3</sup> та 21,51 грн за 1 м<sup>3</sup>.

Питома вага тарифу на захоронення ПВ у загальному тарифі на вивезення 1 м<sup>3</sup> ПВ становить: для населення – 26,85 %, для бюджетних споживачів – 32 %, для інших споживачів – 31,22 %.

НКРЕКП проаналізовано інформацію щодо норм вивезення побутових відходів, затверджених у населених пунктах. Середня річна норма вивезення (утворення) побутових відходів на 1 особу наведена в таблиці 6.2.5.

Таблиця 6.2.5. Середні річні норми вивезення (утворення) побутових відходів

	Багатоквартирні та одноквартирні будинки з наявністю усіх видів благоустрою			Багатоквартирні та одноквартирні будинки за відсутності одного з видів благоустрою (з газовим опаленням/з опаленням на твердому паливі)			Одноквартирні будинки (приватний сектор) з присадибною ділянкою за відсутністю жодного виду благоустрою (з газовим опаленням/з опаленням на твердому паливі)		
	середньорічна		показник щільності	середньорічна		показник щільності	середньорічна		показник щільності
	кг	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т	кг	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т	кг	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т
<b>По Україні</b>	324,27	1,75	5,44	374,01	1,77	4,86	442,12	1,83	4,19

За 2016 рік при середній по Україні затвердженій нормі вивезення ПВ на 1 особу 1,78 м<sup>3</sup> на рік фактично вивезено ПВ 1,69 м<sup>3</sup> на 1 особу.

Станом на 31.12.2016 норми з вивезення побутових відходів, затверджених в установленому порядку, наявні у 1008 населених пунктах.

У 2016 році норми з вивезення побутових відходів встановлено 92 рішеннями ОМС для 140 населених пунктів.

Одночасно з цим у 2016 році продовжують діяти норми, які затверджені рішеннями ОМС, що прийняті у 2011 році та раніше. Таких рішень 283. Зокрема у м. Тернопіль норми діють без перегляду з 2004 року, у м. Одеса – з 2006 року, у м. Дніпро, Маріуполь, Херсон, Кропивницький, Житомир – з 2007 року, у м. Полтава, м. Чернівці – з 2008 року, у м. Кременчук – з 2009 року, у м. Рівне, Кривий Ріг, Хмельницький – з 2010 року.

Таким чином, не всюди здійснюється перегляд та актуалізація діючих норм 1 раз на 5 років, як передбачено діючим законодавством.

Середні по Україні норми вивезення ПВ на 1 мешканця на рік становлять: 324,27 кг у будинках з наявністю всіх видів благоустрою, 374,01 кг у будинках за відсутності одного з видів благоустрою та 442,12 кг для будинків приватного сектору з присадибною ділянкою за відсутністю жодного виду благоустрою.

У багатоповерхових будинках з усіма видами благоустрою при мінімальній нормі, визначеній законодавством, у 281 кг на рік на 1 особу найменші затверджені ОМС діючі норми становлять: у м. Добропілля Донецької області – 128 кг на рік, у м. Христинівка та м. Тальне Черкаської області – 151,2 кг та 166,8 кг відповідно, м. Камінь-Каширський Волинської області та м. Підгайці Тернопільської області – 167 кг, у м. Пирятин Полтавської області – 169,4 кг.

Максимальні – 800 кг на 1 особу на рік у м. Городок Хмельницької області, 738 кг у м. Одеса, 625 кг у м. Волноваха Донецької області, 616,5 кг у м. Іллінці Вінницької області, 593 кг у м. Чорноморськ Одеської області, 574 кг у м. Буча та 637,9 кг у м. Вишгород (норми, затверджені у 2016 році), 580 кг у м. Бровари, 529,2 у м. Ірпінь Київської області, 523 кг у м. Гайворон Вінницької області. Таким чином, один пересічний мешканець при майже однакових умовах (проживання у багатоквартирному будинку, клімат, споживання майже однакових продуктів харчування) утворює від 0,35 до 2,19 кг побутових відходів на день (рис. 6.2.5).

При мінімальній нормі 1,3 м<sup>3</sup> на рік на 1 особу найменші затверджені ОМС діючі норми у багатоповерхових будинках з усіма видами благоустрою становлять: 0,9 м<sup>3</sup> у м. Курахове Донецької області, 0,98 м<sup>3</sup> у м. Подільськ Одеської області; максимальні – 3,7 м<sup>3</sup> у м. Городок Хмельницької області, 3,56 м<sup>3</sup> у м. Баранівка Житомирської області, 3,37 м<sup>3</sup> у м. Вишгород Київської області, 3,2 м<sup>3</sup> у м. Гайворон Кіровоградської області, 2,9 м<sup>3</sup> у м. Одеса та м. Рені Одеської області, 2,88 м<sup>3</sup> у м. Тульчин та 2,74 м<sup>3</sup> у м. Іллінці Вінницької області.

Інформацію щодо діючих норм вивезення (утворення) побутових відходів на одного мешканця по областях України наведено на рис. 6.2.6 та в додатку 6.2.3.

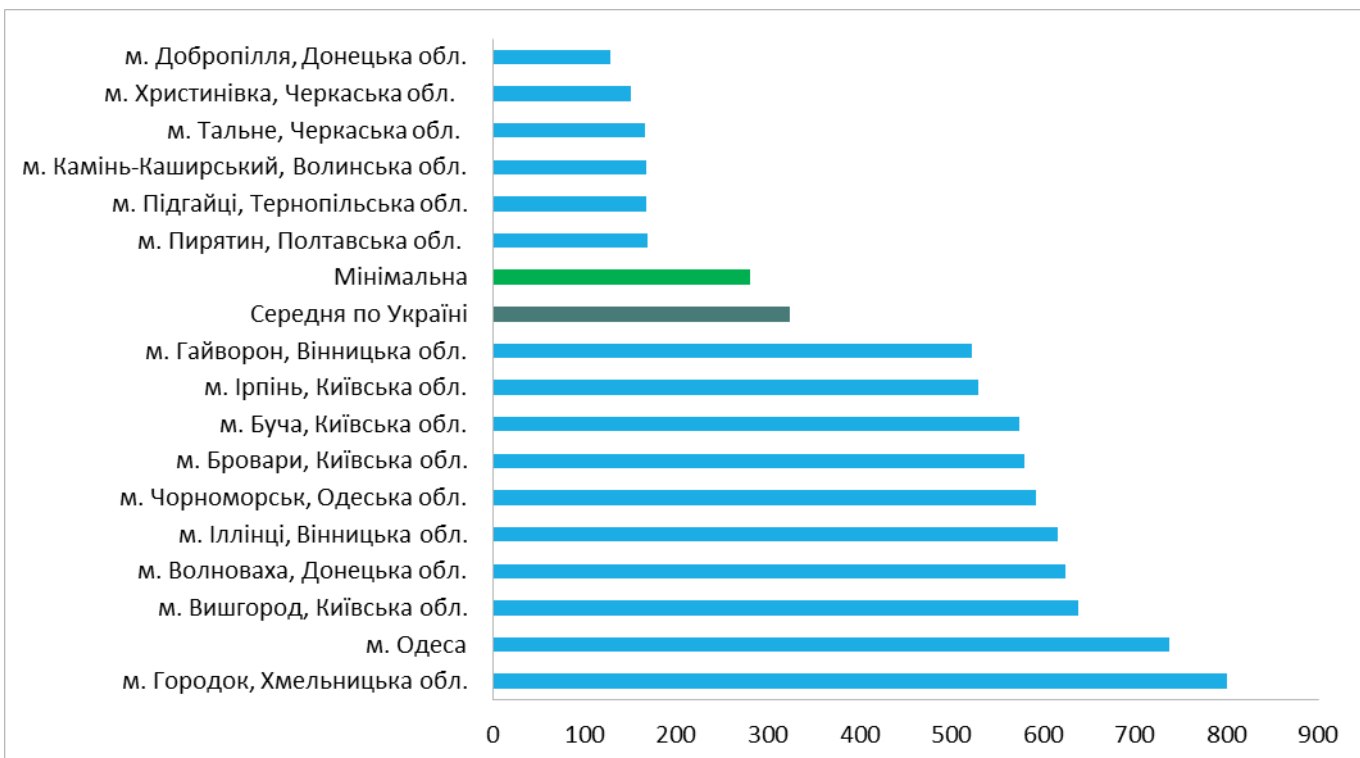


Рис. 6.2.5. Діючі середньорічні норми вивезення (утворення) побутових відходів, затверджені органами місцевого самоврядування, кг на 1 особу на рік

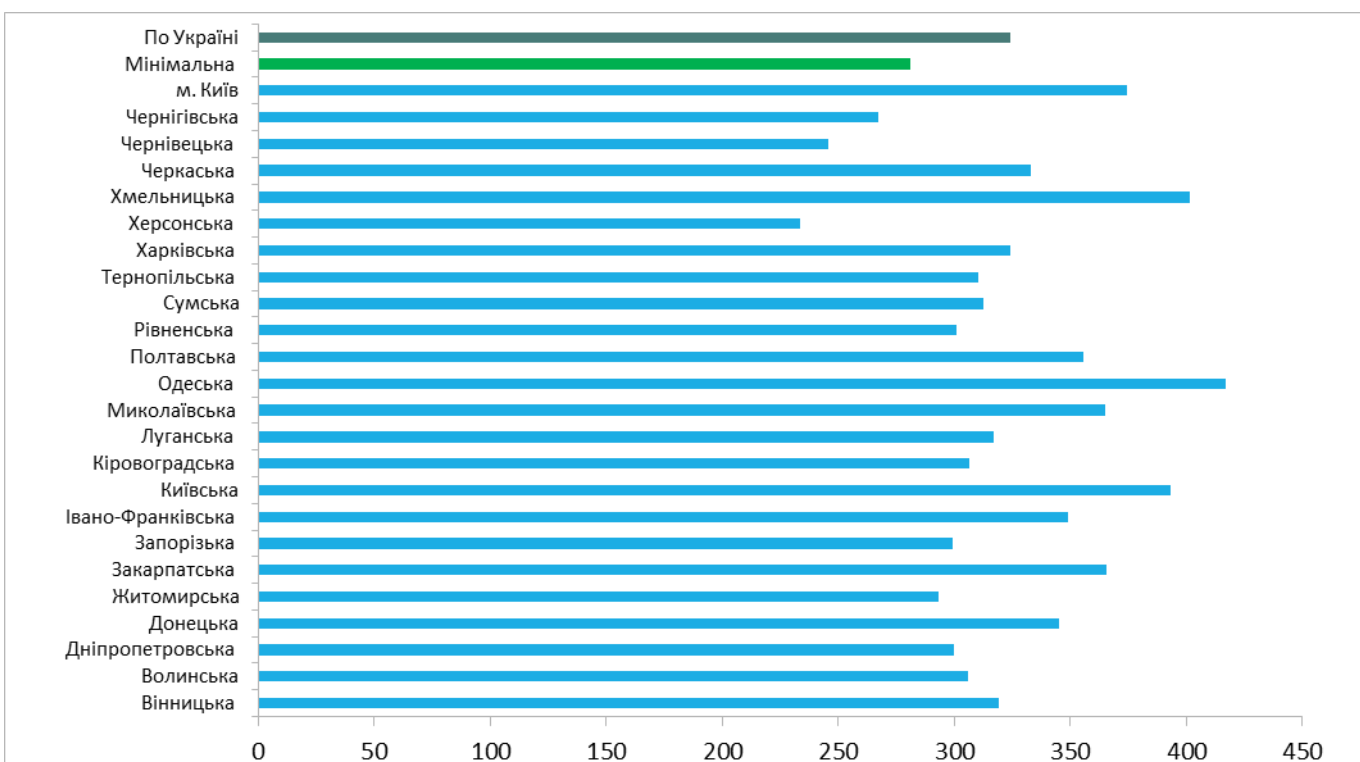


Рис. 6.2.6. Середні діючі норми вивезення (утворення) побутових відходів по Україні на 1 особу на рік на прикладі багатоквартирних та одноквартирних будинків з наявністю всіх видів благоустрою

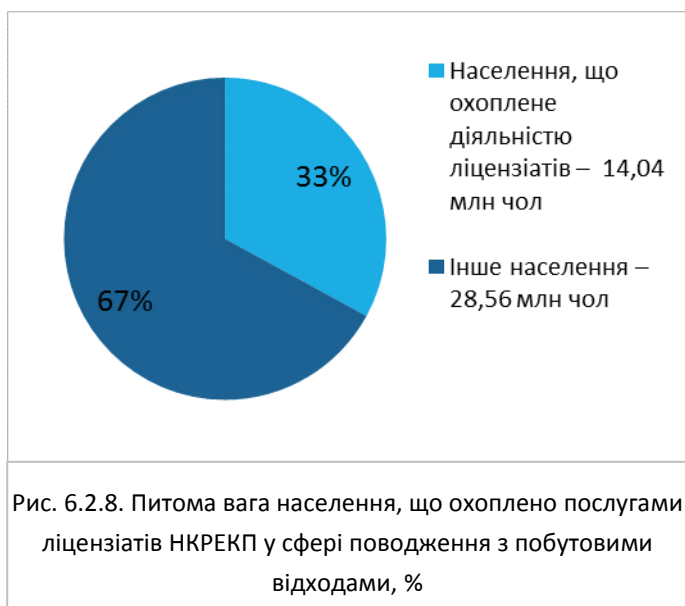
Комплекс планувальних, організаційних, санітарно-технічних та господарських заходів щодо всіх операцій поводження з побутовими відходами в населених пунктах встановлюється



правилами благоустрою території населеного пункту та схемами санітарного очищення населеного пункту, які затверджуються відповідно до діючого законодавства органами місцевого самоврядування.

За 2016 рік, відповідно до наданої інформації, правила благоустрою території населеного пункту наявні у 49,9 % населених пунктів, схеми санітарного очищення населеного пункту – у 37,3 % населених пунктів від загальної кількості населених пунктів, по яких надано інформацію.

Меншу за всіх кількість схем санітарного очищення населеного пункту мають наступні області: Донецька – 18,2 %, Вінницька – 23,1 %, Дніпропетровська – 25,6 %, Тернопільська – 27,3 % від загальної кількості населених пунктів.



відходів зображено на рис. 6.2.7.

Питова вага ліцензіатів у загальній кількості підприємств, що здійснюють захоронення побутових відходів по Україні зображена на рис. 6.2.8.

Проведений моніторинг за 2016 рік по містах, у яких здійснюють діяльність ці підприємства, повторює та підтверджує основні недоліки та негативні тенденції у сфері поводження з побутовими відходами по Україні в цілому.

Діючі тарифи на захоронення по багатьох з них потребують перегляду, їх розмір та структура застаріли. Так, для КП «Полігон ПВ» у м. Маріуполь тарифи були встановлені у 2009 році, ПрАТ «Київспецтранс» (м. Київ), Полтавське КАТП 1628 (м. Полтава) мають тарифи, затверджені рішеннями ОМС у 2010 році.

У 2016 році було прийнято 112 рішень ОМС про затвердження схем санітарного очищення у 285 населених пунктах, що становить 28,6 % від загальної кількості, що мають цей нормативно-правовий документ. Зокрема тільки у 2016 році затверджено схеми санітарного очищення у таких містах:

- м. Мелітополь Запорізької області,
- м. Чугуїв Харківської області,
- м. Херсон,
- м. Нова Каховка Херсонської області,
- м. Чернігів.

Відсутні схеми у містах: Маріуполь, Житомир, Ужгород, Запоріжжя, Івано-Франківськ, Кропивницький, Миколаїв, Одеса.

Найнижчий рівень наявності затверджених правил благоустрою території населеного пункту у Харківській області – 34,4 %.

З 2017 року на виконання своїх повноважень НКРЕКП розпочала здійснювати ліцензування господарської діяльності з захоронення та перероблення побутових відходів.

Станом на 31.12.2017 ліцензію на право провадження господарської діяльності у сферах захоронення та перероблення побутових відходів отримав 31 суб'єкт господарювання (з них 29 здійснюють діяльність у сфері захоронення ПВ та 2 у сфері перероблення ПВ).

Фактичні обсяги захоронення побутових відходів ліцензіатів НКРЕКП у загальній кількості утворених побутових

Таким чином, дані тарифи не покривають усіх необхідних витрат на дотримання технологічного процесу захоронення. Лише 10 % від загального обсягу побутових відходів, що захоронюють ліцензіати НКРЕКП, споживачі оплачують за тарифами, встановленими після 2016 року.

Діючі тарифи ПАТ «Київенерго» на послуги з вивезення (знешкодження) твердих побутових відходів на філіалі «Заводу Енергія» ПАТ «Київенерго» встановлені у 2014 році.

### **6.3. Ключові проблеми галузі**

Як і в попередні роки в Україні продовжують діяти фактори, що сприяють посиленню існуючих негативних тенденцій у сфері поводження з побутовими відходами, а саме:

- встановлення тарифів на рівні, який не забезпечує дотримання технологічних процесів, що призводить до відсутності інженерних споруд та обладнання, які повинен мати кожен полігон/звалище (наприклад, вагове обладнання, прилади радіометричного контролю);
- фінансування придбання обладнання не через тарифи, а через місцеві бюджети, що призводить до обмеження фінансових ресурсів для виконання соціально-економічних заходів та програм на відповідній території;
- невстановлення/неперегляд норм надання послуг з вивезення побутових відходів;
- відсутність контролю за перевезенням, розміщенням побутових відходів і використанням полігонів та сміттєзвалищ;
- відсутність контролю та відповідальності за вивезення побутових відходів на несанкціоновані звалища;
- відсутність в Україні достовірного обліку кількості утворення побутових відходів, показників у сфері поводження з побутовими відходами, у тому числі на рівні ОМС, і, як наслідок, відсутність достовірного балансу фактичних обсягів утворення, вивезення, перероблення та захоронення побутових відходів, неможливість ефективного прогнозування державної політики у цій сфері.

Існуюча структура системи поводження з побутовими відходами недосконала, її фрагментарність, роз'єднаність та різномірність за відсутності взаємодії органів управління різного рівня не забезпечує належного контролю за санітарним станом територій, а також збиранням, вивезенням та захороненням побутових відходів.

Окремо звертається увага на зміни в законодавстві в частині регулювання перероблення та захоронення побутових відходів, які мали місце у зв'язку з прийняттям Верховною Радою України 09.11.2017 року Закону України № 2189-VIII «Про житлово-комунальні послуги», який вилучив з-під державного регулювання захоронення та перероблення побутових відходів, змінивши підходи регулювання у сфері поводження з побутовими відходами, запроваджені Законом про НКРЕКП.

Регулювання захоронення та перероблення побутових відходів органами місцевого самоврядування призведе до консервації існуючого катастрофічного становища у сфері поводження з побутовими відходами та вказаних вище тенденцій, не забезпечать прогнозованість державної політики у цій сфері, що негативно впливе на системність реформ, проваджуваних НКРЕКП від імені держави у сфері захоронення та перероблення побутових відходів.

Таким чином, існуючий стан сфери поводження з побутовими відходами не сприяє залученню інвестицій та розвитку захоронення побутових відходів, становленню галузі перероблення побутових відходів і, відповідно, зменшенню обсягів побутових відходів, що потрапляють на захоронення, захисту здоров'я людей та навколишнього природного середовища.

## 7. ЛІЦЕНЗУВАННЯ

Ліцензування – діяльність уповноважених державою органів стосовно надання в установленому порядку суб'єктам господарювання дозволів на здійснення, за певних (ліцензійних) умов, передбачених законом видів господарської діяльності та забезпечення дотримання ліцензіатами ліцензійних умов, спрямована на захист прав і законних інтересів громадян та організацій, навколишнього природного середовища, а також забезпечення безпеки держави.

У 2017 році НКРЕКП відповідно до покладених на неї завдань продовжувала здійснювати ліцензування господарської діяльності у сферах електроенергетики, тепlopостачання, централізованого водopостачання та водовідведення, у нафтогазовому комплексі, а також розпочала ліцензування господарської діяльності з перероблення та захоронення побутових відходів.

Інформацію щодо кількості виданих, анульованих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2017 році і кількості діючих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2016 – 2017 роках та їх динаміку наведено в таблицях 7.1.1 та 7.1.2.

Таблиця 7.1.1

Інформація щодо кількості виданих, анульованих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2017 році

Вид діяльності, що ліцензується	Подано на розгляд, шт.	Видано, шт.	Відсоток позитивних рішень, %	Анульовано, шт.
<b>Сфера електроенергетики</b>				
постачання електричної енергії	184	182	99 %	0
виробництво електричної енергії	90	90	100 %	11
<b>Сфера тепlopостачання</b>				
виробництво теплової енергії на теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках	0	0	–	4
виробництво теплової енергії (крім виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії)	2	2	100 %	6
транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами	2	2	100 %	4
постачання теплової енергії	4	3	75 %	9
<b>Сфера централізованого водopостачання та водовідведення</b>				
централізоване водopостачання та водовідведення	0	0	–	0
<b>Сфера поводження з побутовими відходами</b>				
Перероблення побутових відходів	2	2	100 %	0
Захоронення побутових відходів	39	29	74 %	0
<b>Нафтогазовий комплекс</b>				
постачання природного газу	378	376	99 %	31
розподіл природного газу	42	42	100 %	0
транспортування нафтопродуктів магістральним трубопроводом	1	1	100 %	1
<b>Загалом</b>	<b>744</b>	<b>729</b>	<b>98 %</b>	<b>66</b>

## Інформація щодо кількості діючих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2016 – 2017 роках та їх динаміка

Вид діяльності, на який поширюється ліцензія	Кількість діючих ліцензій станом на 01.01.2017	Кількість діючих ліцензій станом на 01.01.2018	Відхилення, +/-	
	шт.	шт.	шт.	%
<b>Сфера електроенергетики, у тому числі:</b>	402	663	261	65 %
постачання електричної енергії	37	219	182	492 %
передача електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами	40	40	0	0 %
передача електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами	1	1	0	0 %
оптове постачання електричної енергії	1	1	0	0 %
виробництво електричної енергії	323	402	79	24 %
<b>Нафтогазовий комплекс, у тому числі:</b>	96	430	334	348 %
постачання природного газу	42	378	336	800 %
розподіл природного газу	48	46	-2	-4 %
транспортування природного, нафтового газу і газу (метану) вугільних родовищ трубопроводами	2	2	0	0 %
транспортування нафти магістральним трубопроводом	1	1	0	0 %
транспортування нафтопродуктів магістральним трубопроводом	1	1	0	0 %
зберігання природного газу, газу (метану) вугільних родовищ	2	2	0	0 %
<b>Сфера теплопостачання, у тому числі:</b>	703	197	-506	-72 %
виробництво теплової енергії на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії	74	70	-4	-5 %
виробництво теплової енергії (крім теплової енергії, що виробляється на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії)	177	33	-144	-81 %
транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами	203	47	-156	-77 %
постачання теплової енергії	249	47	-202	-81 %
<b>Сфера централізованого водопостачання та водовідведення</b>	144	57	-87	-60 %
централізоване водопостачання та водовідведення	144	57	-87	-60 %
<b>Сфера поводження з побутовими відходами</b>	0	31	31	100 %
Перероблення побутових відходів	0	2	2	100 %
Захоронення побутових відходів	0	29	29	100 %
<b>Загалом</b>	<b>1345</b>	<b>1378</b>	<b>33</b>	<b>2 %</b>

**Ліцензування у сфері електроенергетики**

Відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії» господарська діяльність з виробництва, передачі, розподілу електричної енергії, постачання електричної енергії споживачу, трейдерська діяльність, здійснення функцій оператора ринку та гарантованого покупця провадиться на ринку електричної енергії за умови отримання відповідної ліцензії.

Інформація щодо кількості діючих ліцензій у сфері електроенергетики у 2016 – 2017 роках та їх динаміка наведена в таблиці 7.1.2.

Слід відмітити зростання кількості ліцензіатів у сфері електроенергетики у порівнянні з минулим роком на 65 % за рахунок збільшення кількості ліцензіатів з постачання електричної

енергії (зростання на 492 % за рахунок постачальників електричної енергії за договірними цінами) та виробництва електричної енергії (зростання на 24 % за рахунок виробників електричної енергії на альтернативних джерелах енергії).

Крім видачі (анулювання) ліцензій, однією з основних функцій органу ліцензування є затвердження ліцензійних умов, що встановлюють вичерпний перелік організаційних, кваліфікаційних та інших спеціальних вимог, обов'язкових для виконання при провадженні видів господарської діяльності, що підлягають ліцензуванню.

Законом України «Про ринок електричної енергії» передбачається поступовий перехід до нового ринку електричної енергії, у зв'язку з чим у 2017 році ліцензійні умови у сфері електроенергетики приймалися у два етапи.

На першому етапі ліцензійними умовами встановлювались вимоги до ліцензіатів у перехідний період (до початку дії нового ринку електричної енергії), у той час як другий етап передбачав прийняття ліцензійних умов, що встановлюють вимоги до ліцензіатів на новому ринку електричної енергії:

Ліцензійні умови, затверджені НКРЕКП на перехідний період (до початку дії нового ринку електричної енергії)	Ліцензійні умови, затверджені НКРЕКП для нового ринку електричної енергії
Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії (постанова НКРЕКП від 22 березня 2017 року № 309)	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1467)
Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії (постанова НКРЕКП від 13 квітня 2017 року № 504)	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1469);  Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності) (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1468)
Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії (постанова НКРЕКП від 25 липня 2017 року № 932)	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470)
Внесено зміни до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами (постанова НКРЕКП від 29 серпня 2017 року № 1030)	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії (постанова НКРЕКП від 09 листопада 2017 року № 1388)
Внесено зміни до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1472)	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій оператора ринку (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1466);  Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій гарантованого покупця (постанова НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1471)

### Ліцензування на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів

Позитивна динаміка зростання кількості ліцензіатів у 2017 році спостерігається і в нафтогазовому комплексі.

Інформація щодо кількості діючих ліцензій у нафтогазовому комплексі у 2016 – 2017 роках та їх динаміка наведена в таблиці 7.1.2.

Завдяки прийнятому Верховною Радою України Закону України «Про ринок природного газу» та затвердженню Ліцензійних умов провадження господарської діяльності на ринку природного газу (постанова НКРЕКП від 16 лютого 2017 року № 201) відбулося зростання кількості ліцензіатів на ринку постачання природного газу за договірними цінами на 800 % за рахунок реформування ринку природного газу, зменшення кількості документів, що надаються для отримання ліцензії, та створення умов для більш захищеної конкуренції у сфері постачання природного газу.

Також НКРЕКП було вдосконалено та прийнято в новій редакції Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з транспортування нафти, нафтопродуктів магістральним трубопроводом (постанова НКРЕКП від 16 лютого 2017 року № 202).

### **Ліцензування у сферах тепlopостачання та централізованого водопостачання і водовідведення – децентралізація повноважень НКРЕКП**

З метою підтримки політики децентралізації у частині розширення повноважень місцевих органів влади щодо ліцензування та встановлення тарифів Голова НКРЕКП Дмитро Вовк на П'ятому засіданні Ради регіонального розвитку під головуванням Президента України Петра Порошенка 20 березня 2017 року доповів про готовність НКРЕКП передати частину повноважень у сферах тепlopостачання та централізованого водопостачання і водовідведення.



22 березня 2017 року НКРЕКП прийняла постанови № 307 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з централізованого водопостачання та водовідведення» та № 308 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сфері тепlopостачання», які набрали чинності з 19 травня 2017 року, якими передбачається передача повноважень щодо регулювання ліцензіатів НКРЕКП на місцевому рівні у три етапи:

- 1) ліцензіати у сфері тепlopостачання з річним обсягом виробництва до 170 тисяч Гкал, з передачі та постачання теплової енергії – до 145 тисяч Гкал; ліцензіати з централізованого водопостачання та водовідведення з річним обсягом водопостачання до 300 000 метрів кубічних та водовідведення – до 200 000 метрів кубічних;
- 2) ліцензіати у сфері тепlopостачання, споживачі яких станом на 01 серпня 2017 року забезпечені приладами обліку теплової енергії менше ніж 70 %;
- 3) ліцензіати у сфері тепlopостачання, споживачі яких станом на 01 січня 2018 року забезпечені приладами обліку теплової енергії менше ніж 90 %.

Як наслідок, вже на першому етапі 79 % діючих ліцензіатів НКРЕКП з виробництва теплової енергії (крім теплової енергії, що виробляється на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії), 76 % – з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами, 79 % – з постачання теплової енергії та 60 % – з централізованого водопостачання та водовідведення перейшли під контроль місцевих органів державної влади та органів місцевого самоврядування.

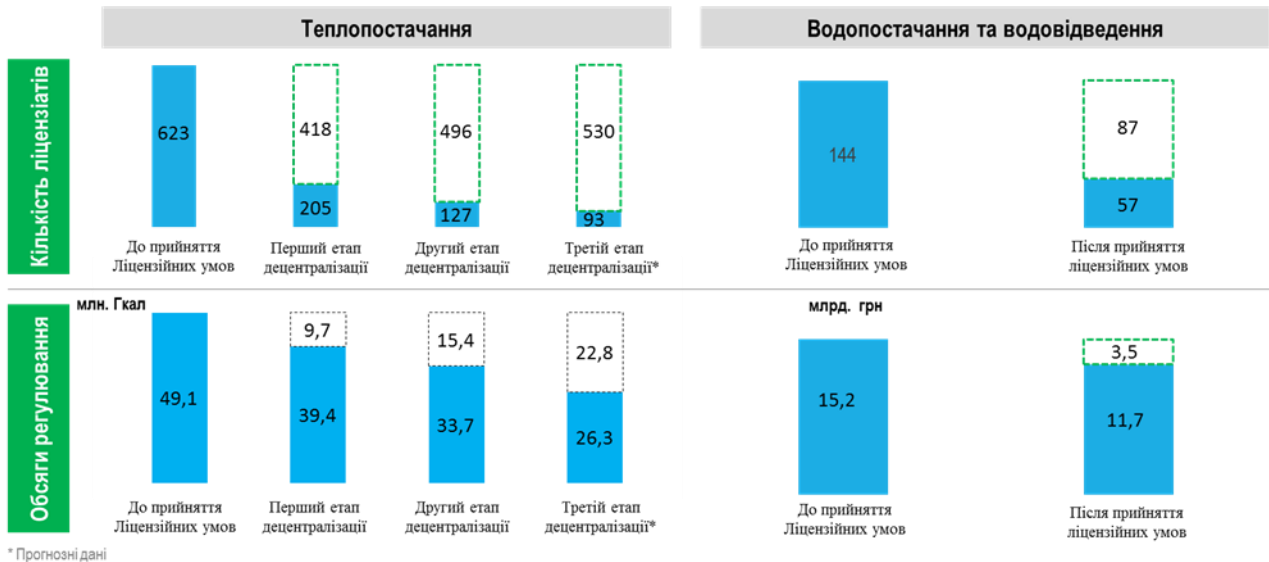
Слід відмітити, що у 2018 році продовжуватиметься робота з подальшої децентралізації ліцензування у сферах тепlopостачання та централізованого водопостачання та водовідведення шляхом передачі під регулювання місцевих органів влади ліцензіатів НКРЕКП, забезпеченість споживачів приладами обліку теплової енергії яких станом на 01 січня 2018 року менше ніж 90 %.

Інформація щодо кількості діючих ліцензій у сферах теплопостачання та централізованого водопостачання та водовідведення у 2016 – 2017 роках та їх динаміка наведені в таблиці 7.1.2.

Таблиця 7.1.3

**Результати децентралізації повноважень НКРЕКП у сферах теплопостачання і централізованого водопостачання та водовідведення**

**Децентралізація: нові повноваження органів місцевої влади**



**Ліцензування у сфері поводження з побутовими відходами**

З прийняттям постанов від 04 квітня 2017 року № 467 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з захоронення побутових відходів» та від 25 травня 2017 року № 683 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з перероблення побутових відходів» НКРЕКП розпочала видачу ліцензій з перероблення та захоронення побутових відходів.

Завдяки проведеній НКРЕКП інформаційній роботі з представниками суб'єктів господарювання, які провадять господарську діяльність у сфері поводження з побутовими відходами, до кінця 2017 року ліцензії отримав 31 суб'єкт господарювання, що провадить господарську діяльність з перероблення та захоронення побутових відходів.

Інформація щодо кількості діючих ліцензій у сфері поводження з побутовими відходами у 2017 році наведена в таблиці 7.1.2.

Як уже зазначалося, НКРЕКП у 2017 році було прийнято ліцензійні умови в новій редакції для всіх ліцензованих видів діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг. Ключові новації ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг, прийнятих у 2017 році, наведено в таблиці 7.1.4.

Ключові новації ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг, які прийняті у 2017 році

1. Децентралізація	<p><b>У сфері тепlopостачання</b> повноваження обласних, Київської міської державних адміністрацій у частині ліцензування розширено: з виробництва теплової енергії в обсязі виробництва <b>до 170 тис. Гкал</b>; з транспортування та постачання теплової енергії <b>до 145 тис. Гкал</b>; забезпеченість споживачів приладами обліку на 01 серпня 2017 року <b>менше ніж 70 %</b>, на 01 січня 2018 року <b>менше ніж 90 %</b>. <b>78 % від загальної кількості діючих ліцензійатів НКРЕКП у сфері тепlopостачання вже перейшли під ліцензування місцевих органів державної влади</b></p> <p><b>У сфері централізованого водопостачання та водовідведення</b> повноваження обласних, Київської міської державних адміністрацій у частині ліцензування розширено до наступних критеріїв: <b>сукупна чисельність населення менше 100 000 осіб</b>; <b>до 300 000 метрів кубічних на рік з централізованого водопостачання</b>; <b>до 200 000 метрів кубічних на рік з централізованого водовідведення</b>. <b>60 % від загальної кількості діючих ліцензійатів НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення повністю перейшли до місцевих органів державної влади</b></p>
2. Облік	<p>Передбачається забезпечення 100 % обліком</p> <p><b>У сфері тепlopостачання</b>, урахуваючи важливість обліку для споживачів, прозорого розвитку підприємств та ефективного регулювання, НКРЕКП встановлюються мінімальні вимоги до ліцензійатів: <b>70 % станом на 01 серпня 2017 року та 90 % станом на 01 січня 2018 року</b></p>
3. Публічні закупівлі	<p>НКРЕКП були прийняті протокольні рішення про обов'язковість дотримання Закону України «Про публічні закупівлі». Урахування в ліцензійних умовах цієї вимоги посилює відповідальність ліцензійата за недотримання вимог прозорих закупівель</p>
4. Аудит звітності	<p>Передбачено обов'язковість проведення аудиту фінансової звітності відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 04.06.2015 № 390 «Деякі питання проведення аудиту суб'єктів господарювання державного сектору економіки».</p> <p>Аудит фінансової звітності стає обов'язковим для підприємств з активами більше 250 млн грн</p>
5. Захист критичної інфраструктури	<p>Передбачено обов'язковість виконання вимог до захисту критичної інфраструктури відповідно до рішень РНБО</p> <p>Вимоги до захисту критичної інфраструктури встановлюються уповноваженим органом згідно з законодавством</p>
6. Створення кол-центрів	<p>Передбачено обов'язковість забезпечення функціонування кол-центрів для обслуговування споживачів з метою покращення якості послуг, що надаються ліцензійатами</p>
7. Створення веб-сайтів	<p>Передбачено обов'язковість забезпечення ліцензійатами функціонування власних веб-сайтів у мережі Інтернет та розміщення на них інформації, необхідної для відкритості їх діяльності</p>
8. Перелік документів, які додаються до заяви про отримання ліцензії	<p>Оптимізовано кількість документів, що надаються для отримання ліцензії</p>

Застосування зазначених вище новацій у ліцензійних умовах дозволить підвищити ефективність діяльності суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг, забезпечити більшу відкритість їх діяльності та покращення якості їх послуг.



## **8. КОНТРОЛЬ ЗА ВИКОНАННЯМ ЛІЦЕНЗІЙНИХ УМОВ ТА ПРАВИЛ ЗДІЙСНЕННЯ ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ**

### **8.1. Функції та повноваження НКРЕКП**

НКРЕКП здійснює державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю суб'єктів господарювання у сферах електроенергетики, тепlopостачання, централізованого водopостачання та водовідведення, на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів.

Контроль здійснюється щодо дотримання ліцензіатами законодавства та ліцензійних умов у сферах регулювання НКРЕКП, зокрема в частині дотримання встановлених цін та тарифів, цільового використання коштів, передбачених тарифами, порядку закупівлі товарів, робіт та послуг на тендерних умовах, виконання інвестиційних програм, провадження інших, крім ліцензованих, видів діяльності, надання відповідної звітності тощо.

Контроль здійснюється шляхом проведення планових і позапланових перевірок, аналізу наданої звітності.

Планові перевірки провадяться не частіше ніж раз на два роки відповідно до затвердженого постановою НКРЕКП Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг.

У 2017 році позапланові перевірки здійснювалися на підставах, визначених статтею 19 Закону про НКРЕКП та статтею 19 Закону України «Про ліцензування видів господарської діяльності».

Функцію контролю за ліцензованою діяльністю ліцензіатів безпосередньо здійснюють територіальні представництва НКРЕКП, що знаходяться у кожному обласному центрі, крім Автономної Республіки Крим, Донецької та Луганської областей, за участю працівників центрального апарату.

Виконання функціональних обов'язків територіальних підрозділів НКРЕКП у Донецькій області покладено на Управління НКРЕКП у Дніпропетровській області, у Луганській області – на Відділ НКРЕКП у Харківській області. У зв'язку з тимчасовою окупацією території Автономної Республіки Крим та міста Севастополь контроль за ліцензованою діяльністю ліцензіатів на цій території не здійснюється.

У 2017 році перевірки здійснювалися відповідно до законів України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про ліцензування видів господарської діяльності», «Про електроенергетику», «Про ринок електричної енергії», «Про ринок природного газу», «Про тепlopостачання», «Про природні монополії», «Про питну воду, питне водopостачання та водовідведення» тощо з урахуванням критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності, яка підлягає ліцензуванню НКРЕКП, затверджених постановою КМУ від 05 серпня 2015 року № 565.

Результати проведених перевірок оформлюються відповідними актами, які оприлюднюються на офіційному веб-сайті НКРЕКП та розглядаються на засіданнях НКРЕКП, які проводяться у формі відкритих слухань.

### **8.2. Ключові події**

У звітному році розроблено та оприлюднено на офіційному веб-сайті НКРЕКП правила організації звітності, що подається суб'єктами господарювання до НКРЕКП, у тому числі фінансової звітності, яка забезпечуватиме спрощення та підвищення можливості дистанційного контролю за ліцензованою діяльністю суб'єктів господарювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Участь у міжнародних проектах: «Програма сприяння регуляторній реформі централізованого теплопостачання», «Підтримка НКРЕКП у процесі реформування ринку електричної енергії», проекти за підтримкою Агентства з міжнародного розвитку США (USAID).

Прийняття постанови від 27.12.2017 № 1425 «Про затвердження Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2018 рік».

Проведення планових та позапланових заходів державного контролю.

### **8.3. Звіт про виконання річного плану державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг**

Відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2017 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 01 грудня 2016 року № 2125 (зі змінами, внесеними постановою НКРЕКП від 23 лютого 2017 року № 222), та на підставах, визначених статтею 19 Закону про НКРЕКП, статтею 19 Закону України «Про ліцензування видів господарської діяльності». У 2017 році НКРЕКП здійснила 240 перевірок щодо дотримання ліцензіатами вимог ліцензійних умов (202 планові та 38 позапланових), а саме:

- в електроенергетичному комплексі – 80 планових та 8 позапланових перевірок;
- на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів – 41 планова та 5 позапланових перевірок;
- у сфері теплопостачання – 60 планових та 11 позапланових перевірок;
- у сфері централізованого водопостачання та водовідведення – 21 планова та 14 позапланових перевірок.

Розмір штрафних санкцій, які застосовувалися до ліцензіатів НКРЕКП у 2017 році, було визначено вимогами статті 27 Закону України «Про електроенергетику» у розмірі до п'ятдесяти тисяч неоподатковуваних мінімумів доходів громадян, статті 77 Закону України «Про ринок електричної енергії» у розмірі до ста тисяч неоподатковуваних мінімумів доходів громадян, статті 17 Закону України «Про природні монополії» у розмірі до п'яти тисяч неоподатковуваних мінімумів доходів громадян, статті 31 Закону України «Про теплопостачання» у розмірі до двох тисяч неоподатковуваних мінімумів доходів громадян, статті 59 Закону України «Про ринок природного газу» у розмірі до п'ятдесяти тисяч неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

За результатами розгляду виявлених під час проведення перевірок порушень ліцензійних умов застосовано до ліцензіатів-порушників санкції у вигляді штрафів на загальну суму 30 079 000 грн, у тому числі:

- в електроенергетичному комплексі — 21 330 000 грн;
- у сфері теплопостачання — 642 000 грн;
- у сфері централізованого водопостачання та водовідведення — 1 687 000 грн;
- на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів — 6 420 000 грн.

Таблиця 8.3.1 Загальні показники щодо здійснення у 2016 – 2017 роках перевірок Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

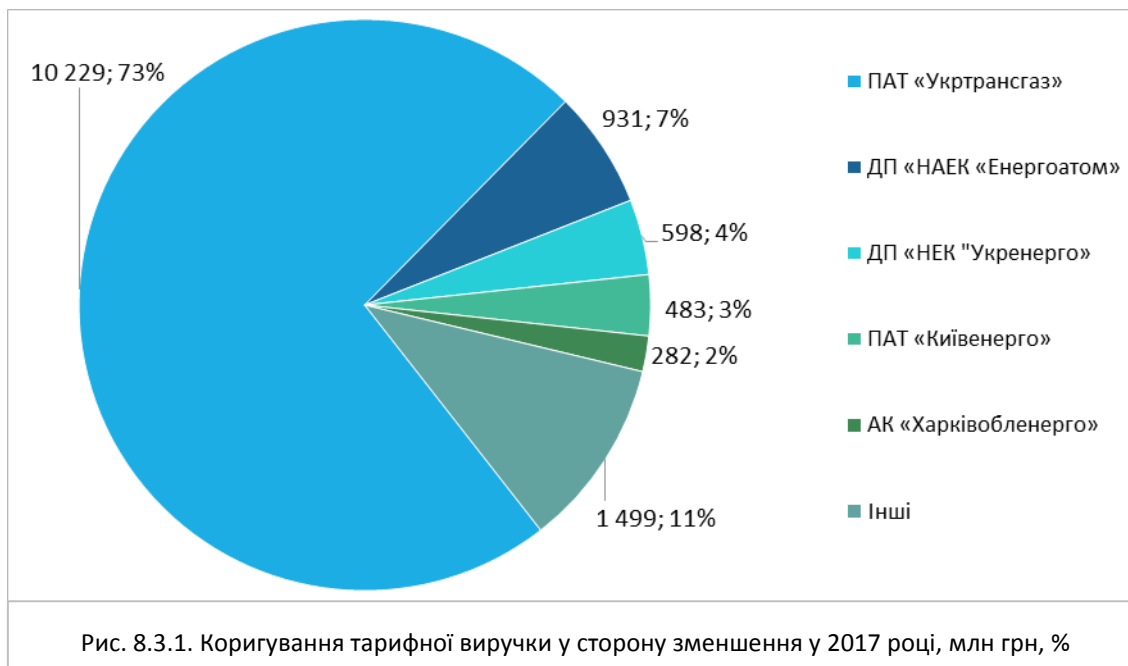
Рік	Сфера	Кількість планових перевірок	Кількість позапланових перевірок	Перевірок усього	Кількість накладених штрафних санкцій	Сума накладених фінансових санкцій, грн
2015	Електроенергетичний комплекс	96	8	104	32	1 001 000
	Нафтогазовий комплекс	39	4	43	15	1 663 000
	Централізоване водопостачання та водовідведення	30	7	37	23	701 500
	Теплопостачання	44	36	80	60	1 521 400
	<b>Усього</b>	<b>209</b>	<b>55</b>	<b>264</b>	<b>130</b>	<b>4 886 900</b>
2016	Електроенергетичний комплекс	77	17	94	41	2 559 000
	Нафтогазовий комплекс	39	3	42	18	4 177 000
	Централізоване водопостачання та водовідведення	37	3	40	35	1 926 000
	Теплопостачання	37	2	39	32	1 332 400
	<b>Усього</b>	<b>190</b>	<b>25</b>	<b>215</b>	<b>126</b>	<b>9 994 400</b>
2017	Електроенергетичний комплекс	80	8	88	31	21 330 000
	Нафтогазовий комплекс	41	5	46	30	6 420 000
	Централізоване водопостачання та водовідведення	21	14	35	28	1 687 000
	Теплопостачання	60	11	71	16	642 000
	<b>Усього</b>	<b>202</b>	<b>38</b>	<b>240</b>	<b>105</b>	<b>30 079 000</b>

Типові порушення суб'єктів господарювання у 2017 році:

- неналежний стан виконання інвестиційних програм;
- недотримання структури тарифів;
- невиконання рішень НКРЕКП;
- неповне проведення розрахунків з Оптовим ринком електричної енергії;
- невиконання в повному обсязі фінансових зобов'язань відповідно до умов усіх укладених договорів;
- у частині провадження беззбиткових інших, крім ліцензованих, видів діяльності;
- у частині наявності встановлених приладів обліку у кожній точці розподілу послуг;
- у частині наявності у ліцензіата договорів (попередніх договорів) зі споживачами відповідно до чинного законодавства;
- невиконання вимог нормативно-правових актів.

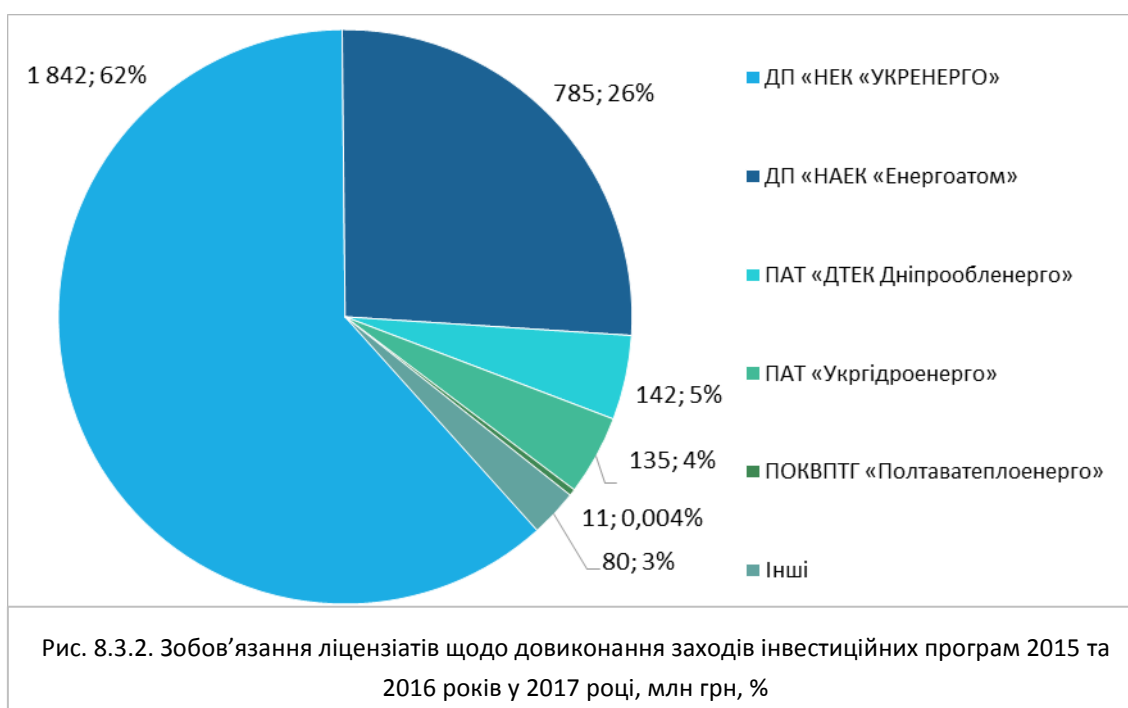
За результатами проведених планових та позапланових заходів державного контролю у 2017 році було прийнято рішення щодо коригування тарифної виручки у сторону зменшення ліцензіатів у сферах енергетики та комунальних послуг на загальну суму 14 022 166 011 грн.

При цьому найбільшими коригуваннями тарифної виручки у порівнянні із загальною сумою були коригування по наступних п'яти суб'єктах господарювання:

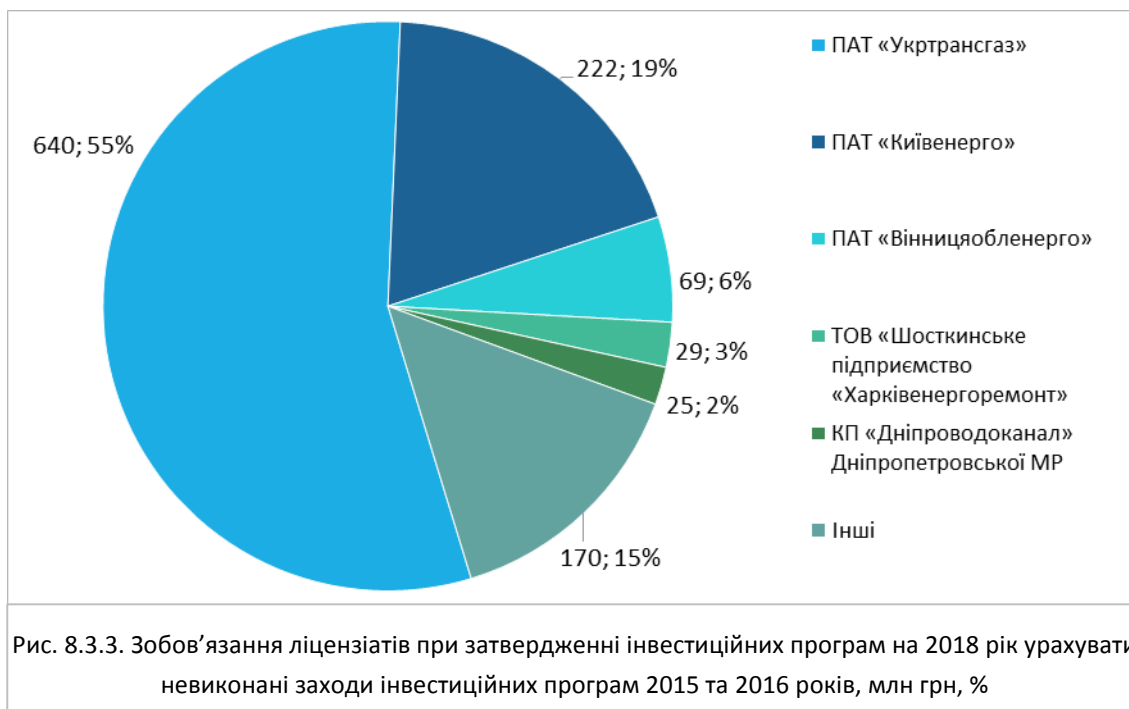


Також за результатами проведених планових та позапланових заходів державного контролю, аналізу інвестиційних програм суб'єктів господарювання, їх фінансування та виконання у 2017 році було прийнято рішення щодо необхідності довиконання заходів інвестиційних програм 2015 та 2016 років у 2017 році на загальну суму 2 994 533 987 грн та зобов'язань ліцензіатів при затвердженні інвестиційних програм на 2018 рік урахувати невиконані заходи інвестиційних програм 2015, 2016 років на загальну суму 1 154 647 180 грн.

При цьому найбільшими зобов'язаннями щодо довиконання заходів інвестиційних програм 2015 та 2016 років у 2017 році у порівнянні із загальною сумою були зобов'язання по наступних п'яти суб'єктах господарювання (див. рис. 8.3.2):



Найбільшими зобов'язаннями щодо врахування невиконаних заходів інвестиційних програм 2015 та 2016 років у 2018 році та довиконання затверджених інвестиційних програм були у таких п'яти суб'єктів господарювання (див. рис. 8.3.3):



У 2018 році відповідно до Плану заходів зі здійснення державного контролю ліцензіатів Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2018 рік, затвердженого постановою від 27.12.2017 № 1425, планується здійснити 294 перевірки ліцензіатів.

## 9. МІЖНАРОДНЕ СПІВРОБІТНИЦТВО

У 2017 році НКРЕКП проводила міжнародну діяльність за основними напрямками:

- Європейська інтеграція та участь в Енергетичному Співтоваристві;
- співробітництво з міжнародними фінансовими організаціями;
- міжнародні проекти технічної допомоги НКРЕКП;
- співробітництво з міжнародними організаціями органів регулювання енергетики.

Реалізація НКРЕКП євроінтеграційних завдань здійснювалась відповідно до заходів, передбачених Планом заходів «Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною з однієї сторони та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами з іншої сторони», затвердженим розпорядженням Кабінету Міністрів України від 17 вересня 2014 року № 847-р, з урахуванням Програми діяльності Уряду та положень Коаліційної угоди, Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Меморандум про взаєморозуміння щодо Стратегічного Енергетичного Партнерства між Україною та ЄС, що було підписано 24 листопада 2016 року замінив Меморандуму 2005 року, який запровадив основи для двостороннього співробітництва між Україною та ЄС у секторі енергетики. Новий Меморандум підтверджує, що в енергетичному секторі метою для стратегічного партнерства України-ЄС залишається повна інтеграція енергетичних ринків ЄС та України в інтересах споживачів з метою зміцнення взаємної енергетичної безпеки та екологічної стійкості.

З метою виконання зобов'язань, які взяла на себе Україна відповідно до Договору про заснування *Енергетичного Співтовариства*, до якого Україна як договірна сторона приєдналася у 2011 році, та врахування її інтересів при формуванні нормативно-правової бази регіонального енергетичного ринку представники НКРЕКП брали участь в роботі Ради органів регулювання Енергетичного Співтовариства (ECRB), засіданнях її робочих груп з питань електроенергетики, природного газу, споживачів та роздрібного ринку, електроенергетичному та газовому форумах, семінарах та інших заходах Енергетичного Співтовариства. НКРЕКП співпрацювала з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства з питань імплементації положень «Третього пакета» енергетичного законодавства ЄС, зокрема за допомогою Секретаріату розроблені та підготовлені проекти актів вторинного законодавства в газовому секторі та в електроенергетиці на виконання вимог законів України про Регулятора та про ринок електроенергії.

НКРЕКП належить важлива роль у забезпеченні інвестицій в енергетичну галузь та сферу комунальних послуг України за рахунок позик міжнародних фінансових організацій (МФО) – Міжнародного банку реконструкції та розвитку (МБРР), Європейського банку реконструкції та розвитку (ЄБРР), Європейського інвестиційного банку (ЄІБ), німецької Кредитної Установи для Відбудови (KfW). НКРЕКП виступає в якості гаранта обслуговування та повернення кредитів при укладенні кредитних угод з МФО для фінансування великих інвестиційних проектів в енергетиці та комунальній сфері.

У 2017 році продовжилась реалізація проектів технічної допомоги, одним з бенефіціарів яких була НКРЕКП:

- Програма ЄС **EU4Energy**, яка фінансується ЄС та співфінансується і реалізується Секретаріатом Енергетичного Співтовариства та Секретаріатом Енергетичної Хартії. Програму розпочато у червні 2016 року та буде завершено у червні 2020 року. У рамках Програми для України та її бенефіціарів, зокрема і для НКРЕКП пріоритетним є удосконалення законодавчої бази та нормативних документів у сфері енергетики та реалізація рекомендацій з питань енергетичної політики відповідно до вимог Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та Угоди про Асоціацію між Україною та Європейським Союзом. Протягом 2017 року в рамках Програми здійснювалась підтримка експертами, залученими Секретаріатом Енергетичного Співтовариства, зокрема з питань розробки проектів нормативно-правових актів для нової моделі ринку електричної енергії, а саме: правил внутрішньодобового ринку, правил купівлі електричної енергії

за «зеленим тарифом», у тому числі правил роботи балансуючої групи та Гарантованого покупця, тощо.

- Проект ЄС **«Допомога Україні у процесі впровадження реформ у секторі енергетики відповідно до міжнародних зобов'язань країни»**, який здійснюється за фінансової підтримки ЄС, основним бенефіціаром якого є Міністерство енергетики та вугільної промисловості, з метою підтримки України в питанні реалізації окремих положень Угоди про Асоціацію Україна-ЄС та Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Бюджет проекту складає 2,3 млн євро та розрахований на період 30 місяців.

У рамках даного проекту передбачена допомога, у тому числі НКРЕКП, зокрема, у частині завершення розробки проекту Кодексу систем розподілу. Протягом звітнього періоду фахівцями НКРЕКП спільно з консультантами проекту опрацьовувалися окремі питання, пов'язані з розробкою проектів вторинного законодавства на виконання Закону України «Про ринок електричної енергії», а також проводилася низка робочих зустрічей щодо доопрацювання проекту Кодексу систем розподілу.

- Проект технічної допомоги Європейського Союзу **Twinning** «Підтримка Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у процесі реформування ринку електроенергії» (далі – Проект), який розпочався з березня 2016 року. Реалізація Проекту здійснюється партнером-виконавцем Проекту – органом регулювання Словацької республіки RONI (Regulatory Office for Network Industries, Slovakia). Головною метою Проекту є підтримка НКРЕКП у процесі впровадження лібералізованої моделі ринку електроенергії з урахуванням досвіду органів регулювання країн Європейського Союзу. Загальна тривалість Проекту – 28 місяців. Бюджет – 1,6 млн євро.

Протягом звітнього періоду діяльність НКРЕКП у рамках реалізації Проекту була спрямована на надання НКРЕКП консультацій та допомогу в розробці проектів нормативно-правових документів з таких питань:

- доступ третіх сторін до електричних мереж;
- функціонування роздрібного ринку та захист споживачів;
- впровадження нових сегментів ринку;
- функції моніторингу НКРЕКП відповідно до положень «Третього пакета» енергетичного законодавства ЄС;
- відокремлення оператора системи передачі та операторів систем розподілу.

Після прийняття у квітні 2017 року Закону України «Про ринок електричної енергії» робота Проекту була зосереджена на наданні рекомендацій до проектів документів вторинного законодавства, спрямованих на виконання Закону, зокрема правил ринку, правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, правил роздрібного ринку, кодексу систем розподілу, методики плати за приєднання до мереж, ліцензійних умов на провадження діяльності на ринку електричної енергії тощо.

Разом з експертами словацького Регулятора у зустрічах брали участь також представники операторів системи передачі та розподілу Словаччини та Чехії.

За сприяння проекту було проведено три семінари для працівників НКРЕКП, підприємств-ліцензіатів та широкого кола громадськості:

- підготовка рекомендацій стосовно моніторингу ринку електроенергії у відповідності до вимог Директиви 2009/72/ЄС;
- плата за приєднання до електромереж: кроки по удосконаленню;
- відокремлення та незалежність операторів систем розподілу, відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії».

У рамках навчальних візитів до Словаччини, Австрії, Словенії, Угорщини та Чехії спеціалісти НКРЕКП мали можливість ознайомитися з роботою ACER, органів регулювання та операторів системи передачі та розподілу країн-учасниць ЄС, що дозволило підвищити рівень кваліфікації в питаннях функціонування цільової моделі ринку електричної енергії ЄС.

- **«Муниципальна енергетична реформа в Україні»**, що фінансується Агентством США з міжнародного розвитку (USAID) (далі – проект USAID MEP).

Діяльність у рамках проекту USAID MEP спрямована на створення у сферах теплопостачання, водопостачання та водовідведення умов для впровадження системи стимулюючого регулювання, бенчмаркінгу, моніторингу та регулювання якості послуг, підвищення прозорості діяльності НКРЕКП та прийняття нею обґрунтованих регуляторних рішень.

Реалізація проекту USAID MEP здійснюється згідно з річними робочими планами, які передбачають, зокрема, проведення для співробітників НКРЕКП та підприємств-ліцензіатів у сфері водо-, теплопостачання та водовідведення низки навчальних заходів (тренінги, семінари, круглі столи тощо), у тому числі за участю міжнародних експертів.

Протягом звітного періоду експерти проекту USAID MEP у тісній співпраці з фахівцями НКРЕКП працювали над розробкою нового та удосконаленням чинного законодавства, що повинно забезпечити зменшення збитковості підприємств, стимулювання їх до скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій у зазначені сфери.

В рамках проекту USAID MEP надавалась підтримка НКРЕКП щодо:

**удосконалення системи регулювання тарифів, а саме** допомога в розробці нових порядків формування та процедур встановлення тарифів, розробці та удосконаленні законодавства щодо стимулюючого тарифоутворення, дослідження кращих практик та міжнародного досвіду, рекомендацій для України з питань двоставкових тарифів; урахування курсових різниць та показників якості в тарифах, включаючи визначення ключових показників якості; впровадження системи моніторингу якості послуг та забезпечення прозорості прийняття рішень щодо встановлення тарифів;

**удосконалення регуляторної звітності** підприємств теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення (ліцензіатів НКРЕКП) та запровадження системи регуляторного обліку, що сприяє створенню єдиної бази даних звітних показників. Оновлена регуляторна звітність дозволить запровадити єдині принципи формування звітних показників діяльності ліцензіатів НКРЕКП, допомагатиме НКРЕКП у визначенні рівня покриття тарифами собівартості, обґрунтуванні рішень щодо необхідності зміни тарифів та дозволить створити основу для запровадження національної системи бенчмаркінгу та переходу до стимулюючого регулювання;

**створення та запровадження моніторингу якості послуг та системи порівняльного аналізу (бенчмаркінгу)** діяльності підприємств теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення – ліцензіатів НКРЕКП, а також пов'язаних з ними стимулів, які залежать від якості послуг та результатів діяльності. Це завдання включає підготовку методології моніторингу якості послуг, розробку відповідного інструментарію для автоматизації моніторингу якості послуг (як на рівні підприємства, так і на рівні НКРЕКП), форм звітності для збору інформації щодо якості послуг, створення методичних засад запровадження системи бенчмаркінгу, а саме розробку рекомендацій щодо кластеризації підприємств, визначення набору ключових показників діяльності, підходів до проведення порівняльного аналізу, рекомендацій щодо оприлюднення результатів бенчмаркінгу та використання його результатів у регуляторній діяльності (у тому числі при визначенні та встановленні цільових показників, що застосовуються у стимулюючому регулюванні);

**посилення інституційної спроможності НКРЕКП та підвищення рівня професійних знань фахівців підприємств ліцензіатів НКРЕКП** шляхом проведення навчальних заходів (семінарів, круглих столів тощо) як окремо для фахівців НКРЕКП, так і спільних заходів для представників НКРЕКП та підприємств теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення з міст-партнерів Проекту USAID MEP. План таких навчальних заходів формувався на основі опитування фахівців НКРЕКП та включав навчання з питань ціноутворення, обліку та оподаткування, інвестицій, технічних аспектів функціонування систем теплопостачання, запровадження виробництва теплової енергії з альтернативних видів палива, роботи зі споживачами тощо. Окремі семінари проводились із залученням міжнародних консультантів, які



висвітлили світовий досвід та практику запровадження стимулюючого регулювання, бенчмаркінгу тощо.

- **«Програма сприяння регуляторній реформі централізованого теплопостачання України»** за рахунок коштів Гранту Шведського агентства з питань міжнародної співпраці та розвитку (SIDA), розпорядником яких є Міжнародний банк реконструкції та розвитку. Загальна тривалість Проекту – 24 місяці. Бюджет – 1 638 600 євро. Консультант-виконавець Проекту Консорціум у складі компанії «SAFEGE» і АТ «Kantor Management Consultants».

Проект спрямований на надання НКРЕКП підтримки у впровадженні стимулюючого регулювання та бенчмаркінгу у сфері теплопостачання, розвиток інституційного потенціалу НКРЕКП та розробку різноманітних інструментів регулювання.

Протягом 2017 року в рамках реалізації Проекту проводились заходи щодо опрацювання запропонованих консультантом-виконавцем підходів та пропозицій щодо удосконалення методології формування тарифів у секторі централізованого теплопостачання, щодо впровадження моделі бенчмаркінгу (порівняльного аналізу) ефективності діяльності підприємств сфери централізованого теплопостачання, щодо проектів типових договорів з населенням про надання послуг з опалення та постачання гарячої води, а також договорів про надання послуг з постачання холодної води, щодо проектів форм обліку та звітності для регульованих видів діяльності з виробництва, транспортування і постачання теплової енергії, а також централізованого водопостачання та водовідведення із урахуванням міжнародних принципів та досвіду, разом із інструкціями щодо їх застосування, пропозиції до проекту Технічного завдання щодо розробки та створення інформаційної системи НКРЕКП для збору інформації від ліцензіатів НКРЕКП, її зберігання, обробки, використанні в регуляторному процесі та інші пропозиції. Пропозиції запропоновані консультантом-виконавцем опрацьовуються фахівцями НКРЕКП.

НКРЕКП надає великого значення співробітництву з органами регулювання енергетики інших країн на двосторонній та багатосторонній основі. З 18.06.2015 НКРЕКП має статус повноправного члена-засновника ERRA – **Регіональної асоціації органів регулювання енергетики (далі – ERRA, Асоціація)** (з 2000 року членом-засновником ERRA була НКРЕ). Асоціація є добровільною організацією, яка об'єднує незалежні органи регулювання енергетики країн Центральної Європи, Євразії та афільюваних членів з Африки, Азії, Середнього Сходу і США. Участь у Роботі ERRA відкриває для НКРЕКП можливості для обміну досвідом регулювання енергетики з регуляторами багатьох країн Європи, Азії та Африки.

ERRA та Національною Асоціацією членів комісій з регулювання комунальних підприємств США (NARUC) за фінансової підтримки Агентства США з міжнародного розвитку (USAID), було започатковано проект, який сфокусовано на двох базових документах газового сектору – **кодексах системи передачі та системи розподілу (Transmission and Distribution Grid Codes)**. Основна мета проекту полягає в покращенні розуміння організації ринків газу та їх моделей, еволюції газових ринків, Кодексів ГТС та ГРМ, а також необхідних кроків для гармонізації кодексів мереж з метою підтримки регіональної торгівлі та посилення безпеки постачання. Протягом 2017 року представники НКРЕКП брали участь у двох інтерактивних семінарах, організованих ERRA та NARUC у рамках цього проекту.

- **Програма Партнерства у сфері регулювання енергетики** та співпраці між НКРЕКП та Національною Асоціацією членів комісій з регулювання комунальних підприємств США (NARUC) за фінансової підтримки Агентства США з міжнародного розвитку (USAID) (далі – **Програма Партнерства**) є інструментом для обміну досвідом та інформацією між органами регулювання енергетики США та України з метою вдосконалення системи регулювання енергетичного сектору на засадах принципів ринкової економіки та зміцнення довгострокових відносин між органами регулювання обох країн. Співпраця між представниками органів регулювання здійснюється шляхом організації візитів-обмінів учасників Програми Партнерства, проведення семінарів, нарад та інших заходів.

Протягом 2017 року тематика Програми Партнерства в рамках «міні-партнерства» охоплювала низку проблем, що стоять перед органами регулювання США, Грузії та України, а саме

регуляторна база активів, тарифна методологія, регуляторний облік, якість послуг електропостачання, кол-центр для прийняття скарг споживачів та комунікації з громадськістю, інформаційна система для обробки скарг споживачів, енергетичний омбудсмен (адвокати споживачів тощо). За результатами обговорення по кожному з розглянутих напрямів підготовлено рекомендації для НКРЕКП та відзначено суттєвий прогрес у роботі Регулятора щодо прозорості і відкритості своєї діяльності.

Протягом 2017 року представники НКРЕКП брали участь у заходах щодо актуальних проблем кібербезпеки енергетичних підприємств критичної інфраструктури, які проходили у рамках Чорноморської регіональної ініціативи у сфері регулювання (**BSRRI**) та ініціативи підтримки органів регулювання Південно-Східної Європи (**Southeast Europe Regulatory Bridge**), які реалізуються за підтримки NARUC/USAID. У рамках семінарів були розглянуті питання забезпечення заходів з регулювання питань кібербезпеки та залучення органів регулювання, комунальних підприємств і енергокомпаній Чорноморського регіону до створення внутрішніх команд, розробки стратегій кібербезпеки та управління ризиками, покращення взаємодії між ними у цих питаннях. А також були розглянуті досягнення США та ЄС у питаннях кібербезпеки, конкретні практичні приклади реалізації заходів з кібербезпеки регулюючими органами.

У травні 2017 року НКРЕКП була приймаючою стороною шостого семінару в рамках Платформи **Східного партнерства енергетичних регуляторів**, організованого Радою європейських органів регулювання енергетики (**CEER**) за фінансової підтримки Європейської Комісії.

Метою заходу був обмін досвідом та передовою практикою з питань регулювання якості надання послуг енергетичних компаній.

Тематика зустрічі охоплювала питання якості послуг в Європі, комерційної якості послуг в Енергетичному Співтоваристві, якості електроенергії як товару та досвіду країн Східного Партнерства щодо безперебійності постачання та комерційної якості послуг.

Учасники семінару ознайомились з загальними принципами моніторингу та регулювання якості послуг, передовою практикою країн ЄС та Енергетичного Співтовариства щодо якості послуг в електроенергетиці та газовому секторі. Представники країн Східного Партнерства поділились власним досвідом впровадження систем моніторингу та регулювання якості послуг, обговорили питання відповідальності Регулюючого органу перед споживачами, а також регіонального співробітництва з метою протидії ризикам.

## 10. ОСНОВНІ ПРІОРИТЕТНІ ЗАВДАННЯ НКРЕКП НА 2018 РІК

Пріоритетними завданнями НКРЕКП на 2018 рік є:

***Розробка та прийняття нормативно-правових документів згідно з положеннями Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у тому числі:***

- участь у розробці проекту закону про енергетичного омбудсмена;
- розробка та прийняття Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов;

***Розробка та прийняття нормативно-правових документів згідно з положеннями Закону України «Про ринок електричної енергії»***

- Правил ринку;
- Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку;
- Кодексу системи передачі;
- Кодексу систем розподілу;
- Кодексу комерційного обліку електричної енергії;
- Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та систем розподілу;
- Правил роздрібного ринку електричної енергії.
- Методики (порядку) встановлення (формування) тарифів на послуги з передачі електричної енергії;
- Методики (порядку) формування тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічне) управління;
- Методики (порядку) встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії;
- Методики розрахунку плати за послуги комерційного обліку, що надаються оператором системи розподілу на території здійснення його ліцензованої діяльності;
- Порядку повернення замовнику оператором системи передачі, операторами систем розподілу коштів, залучених як плата за приєднання на створення (будівництво) електричних мереж лінійної частини приєднання (у випадку включення таких активів до РБА);
- Методики розрахунку максимальної (граничної) плати за послуги з розподілу малими системами розподілу;
- Методики (порядку) формування цін на універсальні послуги;
- Методики розрахунку ціни (тарифу) на послуги постачальника універсальних послуг;
- Методики (порядку) формування ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії»;

***Реформування ринків/сфер регулювання НКРЕКП:***

- скорочення обсягів перехресного субсидювання в електроенергетиці;
- удосконалення нормативно-правових засад функціонування ринку природного газу;

- проведення заходів, направлених на впровадження механізму добового балансування на ринку природного газу з метою повної імплементації в національному законодавстві Регламенту Комісії (ЄС) № 312/2014;
- розроблення та затвердження нормативно-правових актів у відповідності до Закону України від 09.11.2017 «Про житлово-комунальні послуги»;
- вдосконалення нормативно-правового регулювання сфер тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення.

***Впровадження сучасних методів цінового регулювання:***

- підготовка до впровадження сучасних методів цінового регулювання природних монополій з застосуванням концепцій «Норми прибутку на інвестований капітал» (Rate of Return) та «Регуляторної бази активів» (Regulatory Asset Base), запровадження механізмів багаторічного стимулюючого регулювання (Multiyear Incentive Regulation) з застосуванням методів порівняльного аналізу ефективності (benchmarking) та урахуванням показників якості послуг в електроенергетиці, газовому секторі, сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення;
- Розробка проекту та прийняття Методики розрахунку державної регульованої ціни на електричну енергію для виробників, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях.

***Моніторинг та регулювання якості послуг:***

- вдосконалення системи моніторингу показників якості послуг електророзподільних та електропостачальних компаній після відокремлення ОСР;
- розробка нормативної бази щодо моніторингу та регулювання якості електроенергії;
- запровадження моніторингу комерційної якості послуг з передачі електроенергії магістральними мережами;
- удосконалення системи загальних та гарантованих стандартів якості послуг та виплати компенсацій споживачам, у випадках недотримання щодо них гарантованих стандартів;
- розробка проектів нормативно-правових актів щодо моніторингу показників якості надання послуг у сфері тепlopостачання.

***Міжнародна діяльність та співпраця з регуляторами інших країн:***

- участь у роботі органів Енергетичного Співтовариства, координація з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства в питаннях реформування енергетичних ринків;
- встановлення контактів та налагодження співпраці з ACER та CEER;
- участь у роботі органів ERRA;
- завершення проекту Twinning «Підтримка Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у процесі реформування ринку електричної енергії» із Регулятором Словаччини RONI;
- започаткування нових проектів міжнародної технічної допомоги;
- підготовка і реалізація заходів у рамках партнерства з NARUC.

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АЕС** – атомна електростанція;
- АМК** – Антимонопольний комітет України;
- АСДТК** – автоматизована система диспетчерсько-технологічного керування;
- ВДЕ** – відновлювані джерела енергії;
- ВЕС** – вітряна електростанція;
- ГАЕС** – гідроакumuлююча електростанція;
- ГЕС** – гідроелектростанція;
- ГРМ** – газорозподільна система;
- ГТС** – газотранспортна система;
- ГЦС** – гранична ціна системи;
- ДК** – дочірня компанія;
- ДП «Енергоринок»** – державне підприємство «Енергоринок»;
- ДП «НЕК «Укренерго»** – Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго»;
- ДП НАЕК «Енергоатом»** – державне підприємство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»;
- ДСТУ** – Державний стандарт України;
- ДЧОРЕ** – Договір між членами оптового ринку електричної енергії;
- ЄГТСУ** – єдина газотранспортна система України;
- ЄЕС Російської Федерації** – єдина енергетична система Російської Федерації;
- ЄС** – Європейський союз;
- Закон про НКРЕКП** – Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»;
- ЗМІ** – Засоби масової інформації;
- ІКЦ** – Інформаційно-консультаційний центр;
- КГУ** – когенераційна установка;
- КМУ** – Кабінет Міністрів України;
- КГУ** – когенераційна установка;
- ЛУЗОД** – локальне устаткування збору і обробки даних;
- Мінекономрозвитку** – Міністерство економічного розвитку і торгівлі України;
- Міненерговугілля** – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України;
- НБУ** – Національний банк України;
- НЕК «Укренерго»** – Національна енергетична компанія «Укренерго»;
- НКРЕ** – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (до 23 листопада 2011 року – Національна комісія регулювання електроенергетики України);
- НКРЕКП** – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
- ОЕС України** – об'єднана енергетична система України;
- ОМС** – орган місцевого самоврядування;
- ОРЕ** – оптовий ринок електричної енергії України;
- ОРЦ** – оптова ринкова ціна;
- ОСП** – оператор системи передачі (ДП «НЕК «Укренерго»);

**ОСР** – оператор системи розподілу;

**ПВ** – побутові відходи;

**ПКЕЕ** – правила користування електричною енергією;

**ПКЕЕН** – правила користування електричною енергією для населення;

**ПНТ** – постачальник електричної енергії за нерегульованим тарифом;

**ПРТ** – постачальник електроенергії за регульованим тарифом;

**РБА** – регуляторна база актів

**Регулятор** – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;

**СЕС** – сонячна електростанція;

**ТВЕ** – технологічні витрати електроенергії в електричних мережах;

**ТЕС** – теплова електростанція;

**ТЕЦ** – теплоелектроцентраль;

**ТКЕ** – теплокомуненерго;

**ACER** (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) – Агенція з кооперації Регуляторів енергетики;

**BSRRI** (*Black Sea Regional Regulatory Initiative*) – Чорноморська регіональна ініціатива у сфері регулювання;

**CEER** (*Council of European Energy Regulators*) – Рада органів регулювання енергетики Європейського Союзу;

**ECRB** (*Energy Community Regulatory Board*) – Рада органів регулювання Енергетичного Співтовариства;

**ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) – європейська мережа системних операторів передачі електроенергії;

**ERRA** (*Energy Regulators Regional Association*) – Регіональна асоціація органів регулювання енергетики Центральної Європи та Євразії;

**NARUC** (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) – Національна асоціація членів комісій з регулювання комунальних підприємств США;

**USAID** (*U.S. Agency for International Development*) – агентство США з міжнародного розвитку.

## ПЕРЕЛІК РИСУНКІВ

Рис. 1.1.1. Еволюція системи регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг .....	8
Рис. 1.1.2 Структура НКРЕКП станом на 31.12.2017 .....	11
Рис. 1.1.3. Онлайн-сервіси на офіційному веб-сайті НКРЕКП.....	13
Рис. 1.1.4. Інформація про відзнаку НКРЕКП за прозорість та зручність для користувачів на сайті NARUC.....	14
Рис. 1.1.5. Інформаційні буклети .....	15
Рис. 1.1.6. Інформаційні ресурси НКРЕКП .....	16
Рис. 1.1.7. Аналіз стану виконання Регулятором завдань, визначених Законом про НКРЕКП .....	17
Рис. 1.1.8. Розподіл кількості дзвінків по напрямках регулювання, шт. ....	22
Рис. 1.1.9. Стан розрахунків населення за енергоресурси та комунальні послуги, % .....	24
Рис. 1.1.10. Санкції за результатами перевірок ліцензіатів.....	25
Рис. 1.1.11. Заходиліцензійного контролю на сайті НКРЕКП.....	25
Рис. 1.1.12. Судові справи, які перебували в роботі НКРЕКП упродовж 2017 року .....	27
Рис. 1.1.13. Співвідношення рішень судів, що набрали законної сили у 2017 році, у судових справах, в яких НКРЕКП виступає в якості позивача чи відповідача.....	27
Рис. 2.1.1. Основні характеристики ринку електричної енергії у 2017 році .....	30
Рис. 2.1.2 Схема об'єднаної енергетичної системи України .....	31
Рис. 2.1.3. Структура ринку електричної енергії України відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії .....	34
Рис. 2.2.1. Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск понад 8 годин) у 2016 та 2017 роках .....	45
Рис. 2.2.2. Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск до 8 годин) у 2016 та 2017 роках (сформований за результатами розрахунків).....	45
Рис. 2.2.3. Фактичні обсяги електричної енергії для балансування ОЕС України у 2016 та 2017 роках (надвиробництво) .....	45
Рис. 2.2.4. Фактичні обсяги електричної енергії для балансування ОЕС України у 2016 та 2017 роках (недовиробництво).....	46
Рис. 2.2.5. Частка 3-х найбільших виробників за обсягами розвантаження та навантаження з метою балансування у 2017 році, % .....	47
Рис. 2.2.6. Динаміка показників SAIDI та ENS за 2010 – 2017 роки .....	47
Рис. 2.2.7. Показники SAIDI країн Європи (2014) та України (2017).....	48
Рис. 2.2.8. Фактичні витрати електроенергії в магістральних електричних мережах України, 800 – 220 кВ за 2015 – 2017 роки, .....	49
Рис. 2.2.9. Технологічні витрати електроенергії в розподільчих мережах 0,38 – 150 кВ України за 2015 – 2017 роки .....	50
Рис. 2.2.10. Джерела фінансування Інвестиційної програми ДП "НЕК "Укренерго" на 2017 рік, млн грн (без ПДВ), %.....	55
Рис. 2.2.11. Цільові напрямки використання коштів Інвестиційної програми ДП "НЕК "Укренерго" на 2017 рік, млн грн (без ПДВ), % .....	55
Рис. 2.2.12. Частка витрат на оплату праці в тарифах на розподіл .....	56
Рис. 2.2.13. Річна виручка з розподілу електричної енергії, млн грн .....	57
Рис. 2.2.14. Річна виручка з розподілу електричної енергії на одну точку обліку споживача, грн/точку обліку, на рік .....	57
Рис. 2.2.15. Річна виручка з розподілу електричної енергії віднесена до обсягу розподіленої електричної енергії, коп./кВт·год .....	58
Рис. 2.2.16. Джерела фінансування інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2017 рік, млн грн (без ПДВ).....	59
Рис. 2.2.17. Цільові напрямки інвестиційних програм на 2017 рік, млн грн (без ПДВ) .....	59
Рис. 2.2.18. Кількість учасників в аукціонах на доступ до пропускної спроможності, шт. ....	62

Рис. 2.2.19. Обсяги пропонованої пропускної спроможності у 2017 році, МВт .....	62
Рис. 2.2.20. Обсяги розподіленої пропускної спроможності у 2017 році, МВт .....	62
Рис. 2.2.21. Розподілена пропускна спроможність та її використання .....	64
Рис. 2.3.1. Структура встановленої потужності у секторі виробництва електроенергії ОЕС України у 2017 році, % .....	66
Рис. 2.3.2. Середні та середньозважені тарифи виробників, коп./кВт·год .....	66
Рис. 2.3.3. Структура платежів ГК ТЕС у 2017 році, % .....	67
Рис. 2.3.4. Структура тарифу закупівлі електроенергії ТЕС у 2013 – 2017 роках .....	67
Рис. 2.3.5. Середній тариф ГК ТЕС та ГЦС, грн/кВт·год .....	68
Рис. 2.3.6. Середньорічна структура тарифу АЕС за 2017 рік, млн грн .....	70
Рис. 2.3.7. Структура схваленої інвестиційної програми ДП "НАЕК "Енергоатом" у 2017 році, млн. грн .....	71
Рис. 2.3.8. Структура тарифу ГЕС у 2017 році, млн грн .....	72
Рис. 2.3.9. Структура тарифів ТЕЦ у 2017 році, млн грн .....	73
Рис. 2.3.10. Встановлена потужність виробників електричної енергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом у 2017 році, МВт .....	74
Рис. 2.3.11. Динаміка встановленої потужності виробників з ВДЕ за "зеленим" тарифом, МВт .....	75
Рис. 2.3.12. Динаміка кількості суб'єктів господарювання та об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з ВДЕ .....	76
Рис. 2.3.13. Динаміка корисного відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ за "зеленим" тарифом, млн кВт·год .....	76
Рис. 2.3.14. Динаміка кількості та загальної потужності генеруючих установок приватних домогосподарств .....	77
Рис. 2.3.15. Динаміка ОРЦ у 2015 – 2017 роках, грн/МВт·год .....	78
Рис. 2.3.16. Динаміка цін на біржах ЄС, ОРЦ та ГЦС на ОРЕ України .....	79
Рис. 2.3.17. Динаміка складових ОРЦ за 2016 – 2017 роки, % .....	80
Рис. 2.3.18. Структура доходів ДП „Енергоринок” 2017 рік, тис.грн .....	82
Рис. 2.3.19. Структура видатків ДП "Енергоринок" у 2017 році, тис.грн .....	83
Рис. 2.3.20. Обсяги відпуску електроенергії в ОРЕ у 2012 – 2017 роках .....	84
Рис. 2.3.21. Обсяги продажу ГК ТЕС та ГЦС у 2017 році .....	84
Рис. 2.3.22. Частка найбільшого, 2-х найбільших та 3-х найбільших виробників на ринку (за встановленою потужністю та обсягами продажу в ОРЕ) (по компаніях без урахування належності до груп компаній) .....	85
Рис. 2.3.23. Фактичні обсяги та ціни купівлі електроенергії в ОРЕ .....	85
Рис. 2.3.24. Загальний рівень розрахунків за куповану на ОРЕ електроенергію, % .....	86
Рис. 2.3.25. Структура постачання споживачам (непобутовим, побутовим) за обсягами (за компаніями без урахування належності до груп компаній), % .....	87
Рис. 2.3.26. Частка трьох найбільших постачальників, що здійснюють постачання на конкурентних засадах, % .....	87
Рис. 2.3.27. Структура середньозважених роздрібних тарифів на електроенергію для побутових споживачів України у 2016 – 2017 роках, коп./кВт·год (без ПДВ) .....	89
Рис. 2.3.28. Кінцеві ціни на електричну енергію для побутових споживачів у 2017 році, євроцент/кВт·год .....	90
Рис. 2.3.29. Частка відключень споживачів (від загальної кількості споживачів), % .....	91
Рис. 2.3.30. Кількість складених постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом актів про порушення ПКЕЕ та ПКЕЕН у 2016 – 2017 роках. ....	92
Рис. 2.3.31. Сума нарахувань вартості необлікованої електричної енергії, здійснених постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом на підставі актів про порушення у 2016 – 2017 роках, млн грн .....	93
Рис. 2.3.32. Скарги побутових споживачів, які звернулись до електропостачальників у 2015 – 2017 роках, тис. шт .....	93



Рис. 2.3.33. Скарги побутових споживачів, які звернулись до електропостачальників у 2015 – 2017 роках, тис. шт.....	93
Рис. 2.3.34. Загальна кількість питань, з якими найчастіше звертались побутові споживачі до електропостачальників у 2017 році у порівнянні з іншими роками, тис. шт.....	94
Рис. 2.3.35. Загальна кількість питань, з якими найчастіше звертались непобутові споживачі до електропостачальників у 2017 році у порівнянні з іншими роками .....	95
Рис. 2.3.36. Загальна кількість звернень побутових споживачів до інформаційно-консультаційних центрів постачальників за регульованим тарифом у 2010 – 2017 роках.....	96
Рис. 2.3.37. Кількість звернень, прийнятих операторами кол-центрів у 2014 – 2017 роках, млн од .....	96
Рис. 3.1.1. Обсяги кінцевого споживання природного газу в розрізі основних категорій споживачів за 2015 – 2017 роки, млрд м <sup>3</sup> .....	100
Рис. 3.1.2. Надходження та споживання природного газу, 2009 – 2017 роки, млрд м <sup>3</sup> .....	101
Рис. 3.1.3. Баланс обсягів природного газу у 2017 році, млн м <sup>3</sup> .....	101
Рис. 3.1.4. Обсяги природного газу, передані до ГТС України через точки входу (без урахування транзиту) у 2017 році (щомісячно), млн м <sup>3</sup> .....	102
Рис. 3.1.5. Обсяги природного газу, відібрані з ГТС України через точки виходу (без урахування транзиту) у 2017 році (щомісячно), млн м <sup>3</sup> .....	102
Рис. 3.1.6. Приклад платіжного документа, який надавався побутовим споживачам у 2017 році.....	104
Рис. 3.1.7. Газорозподільні системи, які знаходились у державній, комунальній власності, власності операторів ГРМ та власності інших суб'єктів господарювання у 2017 році, %.....	106
Рис. 3.2.1. Обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу оператора ГТС та операторів ГРМ за 2016 – 2017 роки, млрд м <sup>3</sup> .....	108
Рис. 3.2.2. Обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу оператора газосховищ за 2016 – 2017 роки, млн м <sup>3</sup> .....	108
Рис. 3.2.3. Середньозважені тарифи на послуги розподілу природного газу, що діяли протягом 2016 – 2017 років, грн. за 1000 м <sup>3</sup> , (без ПДВ).....	110
Рис. 3.2.4. Структура середньозваженого тарифу на послуги розподілу природного газу у 2017 році, % .....	111
Рис. 3.2.5. Порівняння тарифів на розподіл та транспортування природного газу в Україні та в країнах ЄС для побутових споживачів, дол/1000 м <sup>3</sup> .....	112
Рис. 3.2.6. Структура діючого тарифу (планованої тарифної виручки) із закачування, зберігання та відбору природного газу для ПАТ «Укртрансгаз», %.....	113
Рис. 3.2.7. Калькулятор визначення розміру плати за приєднання, що є стандартним (вартість послуги оператора ГРМ з приєднання об'єкта замовника) .....	116
Рис. 3.2.8. Динаміка кількості нових приєднань до газорозподільних систем протягом 2015 – 2017 років .....	116
Рис. 3.2.9. Динаміка тривалості стандартних приєднань споживачів протягом 2015 – 2017 років , днів .....	116
Рис. 3.2.10. Рівень оснащення лічильниками газу населення станом на 01.01.2018 .....	119
Рис. 3.2.11. Кількість замовників послуг транспортування, які користувались потужністю на міждержавних з'єднаннях .....	120
Рис. 3.2.12. Обсяги імпорту, транзиту та транспортування природного газу за 2013 – 2017 роки, млрд м <sup>3</sup> .....	120
Рис. 3.2.13. Розмір середньої використаної потужності за 2016 – 2017 роки на міждержавних з'єднаннях України, млн м <sup>3</sup> /добу .....	120
Рис. 3.2.14. Динаміка середньомісячних значень та максимального (пікового) використання добової потужності в розрізі міждержавних з'єднань протягом 2017 року .....	123
Рис. 3.2.15. Технічна та розподілена потужність точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце в розрізі періодів розподілу протягом 2017 газового року, млн м <sup>3</sup> /добу.....	123

Рис. 3.2.16. Розмір розподіленої потужності точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце на добовий період розподілу протягом 2017 газового року, млн м <sup>3</sup> /добу, % .....	124
Рис. 3.2.17. Розмір розподіленої потужності точок входу Германовичі, Берегдароц, Будінце в розрізі гарантованої та переривчастої потужності розподілу протягом 2017 газового року, млн м <sup>3</sup> /добу, % .....	124
Рис. 3.3.1. Обсяги видобутку та імпорту природного газу, млрд м <sup>3</sup> .....	127
Рис. 3.3.2. Обсяги видобутого природного газу ПАТ «Укргазвидобування» та іншими газовидобувними підприємствами у 2017 році, млрд м <sup>3</sup> , % .....	127
Рис. 3.3.3. Джерела імпорту природного газу у 2013 – 2017 роках, % .....	128
Рис. 3.3.4. Динаміка середньозваженої оптової ціни на ринку природного газу протягом 2017 року, грн/тис. м <sup>3</sup> (без ПДВ) .....	128
Рис. 3.3.5. Оптові ціни природного газу в країнах Центрально-Східної Європи у I півріччі 2017 року, євро/тис. м <sup>3</sup> (з ПДВ) .....	128
Рис. 3.3.6. Динаміка середньозважених цін оптових продавців – газовидобувних підприємств, цін імпортованого газу на кордоні України та оптових цін природного газу протягом 2017 року, грн/тис. м <sup>3</sup> (без ПДВ) .....	130
Рис. 3.3.7. Індекс Херфіндаля-Хіршмана на оптовому ринку природного газу України в частині обсягів імпортованого природного газу оптовими покупцями, обсягів джерел надходження імпорту природного газу, джерел надходження власного видобутку природного газу та з усіх джерел надходження природного газу (імпорт+видобуток) у 2017 році .....	131
Рис. 3.3.8. Структура споживання природного газу прямими споживачами та споживачами, приєднаними до газорозподільних систем у 2017 році, млн м <sup>3</sup> та % .....	132
Рис. 3.3.9. Рівень оплати споживачами постачальникам природного газу, на яких Положенням про ПСО покладено спеціальні обов'язки, за спожитий у 2016 – 2017 роках природний газ, % .....	133
Рис. 3.3.10. Динаміка середньозважених роздрібних цін для побутових та непобутових споживачів протягом 2017 року, грн за тис. м <sup>3</sup> (без ПДВ) .....	134
Рис. 3.3.11. Динаміка середньозважених роздрібних цін для виробників теплової енергії (для потреб населення та релігійних організацій), виробників теплової енергії для потреб бюджетних організацій та інших суб'єктів господарювання, визначених Положенням про ПСО 187, релігійних організацій та побутових споживачів протягом 2017 року, грн за тис. м <sup>3</sup> (без ПДВ) .....	134
Рис. 3.3.12. Динаміка середньозважених роздрібних цін для бюджетних установ та організацій, для виробників теплової енергії (для потреб споживачів, крім населення та релігійних організацій) та для промислових підприємств та інших суб'єктів господарювання протягом 2017 року, грн за тис. м <sup>3</sup> (без ПДВ) .....	136
Рис. 3.3.13. Середньозважені кінцеві роздрібні ціни для населення у країнах Європи (з ПДВ), євро/м <sup>3</sup> .....	137
Рис. 3.3.14. Середньозважені кінцеві роздрібні ціни для промислових споживачів у країнах Європи (з ПДВ), .....	138
Рис. 3.4.1. Непобутові споживачі, які змінили постачальника у 2017 році, од. ....	143
Рис. 4.1.1. Інформація про обсяги розрахунків споживачів за теплову енергію та комунальні послуги за 2014 – 2017 роки .....	149
Рис. 4.1.2. Кількість ліцензіатів НКРЕКП по регіонах України до набрання чинності Ліцензійними умовами .....	150
Рис. 4.1.3. Кількість ліцензіатів НКРЕКП по регіонах України після набрання чинності Ліцензійними умовами (19.05.2017) .....	150
Рис. 4.1.4. Динаміка стану оснащення житлових будинків приладами обліку теплової енергії ліцензіатами НКРЕКП протягом 2014 – 2017 років .....	151
Рис. 4.1.5. Частка заходів із встановлення приладів обліку теплової енергії в житлових будинках у схвалених інвестиційних програмах ліцензіатів НКРЕКП за 2014 – 2017 роки .....	152
Рис. 4.1.6. Обсяги втрат теплової енергії в теплових мережах ліцензіатів НКРЕКП, у розрізі регіонів України, за період 2015 – 2017 років .....	156

Рис. 4.3.1. Джерела фінансування схвалених інвестиційних програм у сфері тепlopостачання на 2017 рік, тис. грн.....	165
Рис. 5.1.1. Розподіл суб'єктів господарювання та ринку послуг України у сфері централізованого водopостачання та водовідведення за належністю до органу, що здійснює регулювання їх діяльності, станом на кінець 2017 року .....	167
Рис. 5.2.1. Пантелеєв П.О. – заступник Голови КМДА на відкритому засіданні НКРЕКП.....	168
Рис. 5.3.1. Динаміка середньозваженого тарифу на централізоване водopостачання та водовідведення (без ПДВ), 2015 – 2017 роки, грн/куб. м.....	173
Рис. 5.3.2. Обсяги реалізації послуг з централізованого водopостачання та водовідведення, 2015 – 2017 рр., млн.куб. м .....	174
Рис. 5.3.3. Динаміка середньозваженого тарифу на централізоване водopостачання (без ПДВ), 2015 – 2017 роки, грн/ куб. м.....	174
Рис. 5.3.4. Порівняння складових середньозваженого тарифу на централізоване водopостачання (без ПДВ), 2016 – 2017 роки, грн/куб. м .....	175
Рис. 5.3.5. Динаміка середньозваженого тарифу на централізоване водовідведення (без ПДВ), 2015 – 2017 роки, грн/ куб. м.....	175
Рис. 5.3.6. Порівняння складових середньозваженого тарифу на централізоване водовідведення (без ПДВ), 2016 – 2017 роки, грн/куб. м .....	176
Рис. 5.3.7. Плановий обсяг фінансування інвестиційних програм у 2017 році в розрізі пріоритетних заходів, млн грн,%.....	178
Рис. 5.3.8. Діана Корсакайте керівник Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» .....	179
Рис. 6.2.1. Показник щільності побутових відходів у фактичних обсягах, м3/т.....	188
Рис. 6.2.2. Показники щільності у фактичних обсягах та діючих нормах вивезення побутових відходів, м <sup>3</sup> /т .....	188
Рис. 6.2.3. Питома вага захоронення побутових відходів у загальній кількості їх утворення по Україні за 2016 рік, % .....	188
Рис. 6.2.4. Рівні середніх діючих тарифів на захоронення побутових відходів по Україні станом на 01.03.2017, грн/куб. м.....	189
Рис. 6.2.5. Діючі середньорічні норми вивезення (утворення) побутових відходів, затверджені органами місцевого самоврядування, кг на 1 особу на рік .....	191
Рис. 6.2.6. Середні діючі норми вивезення (утворення) побутових відходів по Україні на 1 особу на рік на прикладі багатоквартирних та одноквартирних будинків з наявністю всіх видів благоустрою .....	191
Рис. 6.2.7. Фактичні обсяги захоронення побутових відходів ліцензіатів НКРЕКП, %.....	192
Рис. 6.2.8. Питома вага населення, що охоплено послугами ліцензіатів НКРЕКП у сфері поводження з побутовими відходами, % .....	192
Рис. 8.3.1. Коригування тарифної виручки у сторону зменшення у 2017 році, млн грн, %.....	203
Рис. 8.3.2. Зобов'язання ліцензіатів щодо довиконання заходів інвестиційних програм 2015 та 2016 років у 2017 році, млн грн, % .....	203
Рис. 8.3.3. Зобов'язання ліцензіатів при затвердженні інвестиційних програм на 2018 рік урахувати невиконані заходи інвестиційних програм 2015 та 2016 років, млн грн, % .....	204

## ПЕРЕЛІК ТАБЛИЦЬ

Таблиця 1.1.1. Розподіл ліцензіатів за сферами регулювання .....	24
Таблиця 2.1.1. Основні показники електроенергетичного сектора за 2017 рік.....	29
Таблиця 2.1.2. Основні параметри з впровадження стимулюючого регулювання за видами діяльності в електроенергетиці.....	37
Таблиця 2.2.1. Види та обсяги добових резервів.....	44
Таблиця 2.2.2. Фінансування заходів з будівництва стратегічно важливих об'єктів магістральних мереж у 2017 році.....	55
Таблиця 2.2.3. Заходи забезпечення стабільного функціонування ОЕС України.....	60
Таблиця 2.2.4. Перелік міждержавних перетинів, по яких реалізується доступ.....	61
Таблиця 2.2.5. Доходи ДП «НЕК «Укренерго» від розподілу пропускної спроможності .....	64
Таблиця 2.3.1. Надходження коштів за рахунок інвестиційної складової на спеціальні рахунки ГК ТЕС по проектах, для реалізації яких станом на 01.01.2018 затверджено інвестиційну складову ..	69
Таблиця 2.3.2. Питання побутових споживачів за 2015 – 2017 роки.....	95
Таблиця 2.3.3. Питання непобутових споживачів за 2015 – 2017 роки.....	96
Таблиця 2.3.4. Інформація щодо сум виплачених компенсацій за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг.....	99
Таблиця 3.1.1. Основні показники роботи газового сектору .....	99
Таблиця 3.2.1. Тарифи на послуги з транспортування природного газу, що діяли протягом 2017 року .....	110
Таблиця 3.2.2. Тарифи на транспортування нафтопродуктів магістральними трубопроводами ДП «ПрикарпатЗахідтранс» для споживачів України, що діяли протягом 2017 року .....	114
Таблиця 5.3.1. Планові обсяги та джерела інвестицій у сфері централізованого водопостачання та водовідведення на 2017 рік.....	179
Таблиця 5.3.2. Стан водопровідних та каналізаційних мереж.....	180
Таблиця 6.2.1. Рівень охоплення послугами поводження з побутовими відходами в Україні .....	186
Таблиця 6.2.2. Інформація щодо кількості суб'єктів господарювання у сфері поводження з побутовими відходами по Україні за видами діяльності.....	187
Таблиця 6.2.3. Фактичні обсяги наданих послуг за видами діяльності підприємств у сфері поводження з побутовими відходами по Україні у 2015 – 2016 роках .....	187
Таблиця 6.2.4. Середні діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами .....	188
Таблиця 6.2.5. Середні річні норми вивезення (утворення) побутових відходів .....	190
Таблиця 7.1.1. Інформація щодо кількості виданих, анульованих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2017 році.....	195
Таблиця 7.1.2. Інформація щодо кількості діючих ліцензій у сферах енергетики та комунальних послуг у 2016 – 2017 роках та їх динаміка.....	196
Таблиця 7.1.3. Результати децентралізації повноважень НКРЕКП у сферах теплопостачання і централізованого водопостачання та водовідведення.....	199
Таблиця 7.1.4. Ключові новації ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг, які прийняті у 2017 році.....	200
Таблиця 8.3.1. Загальні показники щодо здійснення у 2016 – 2017 роках перевірок Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.....	203

## ДОДАТКИ

<b>Додаток 2.1.1.</b> Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01.2018 .....	225
<b>Додаток 2.2.1</b> Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) на рівнях напруги 0,4 – 110 кВ за 2016 – 2017 роки, хв .....	226
<b>Додаток 2.2.2</b> Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) з вини компаній (планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні) за 2017 рік .....	227
<b>Додаток 2.2.3</b> Інформація щодо наданих у 2017 році послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж.....	228
<b>Додаток 2.2.4</b> Динаміка середньозважених тарифів на розподіл та постачання електроенергії у 2012 – 2017 роках .....	229
<b>Додаток 2.2.5</b> Середні тарифи на розподіл та постачання електроенергії у 2017 році ...	230
<b>Додаток 2.2.6</b> Планові та фактичні інвестиції в магістральні (міждержавні) та розподільні мережі .....	231
<b>Додаток 2.3.1</b> Планові та фактичні обсяги фінансування інвестиційних програм ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «Укргідроенерго» та ТЕЦ.....	232
<b>Додаток 2.3.2</b> Динаміка основних складових тарифу ДП «НАЕК «Енергоатом» (у тарифах на виробництво електричної та теплової енергії), ПрАТ «Укргідроенерго» та тарифу на електроенергію ТЕЦ .....	233
<b>Додаток 2.3.3</b> Структура платежів середнього тарифу ГК ТЕС у 2017 році.....	234
<b>Додаток 2.3.4</b> Середній тариф закупівлі електроенергії у ГК ТЕС у 2013 – 2017 роках ....	235
<b>Додаток 2.3.5</b> Структура оптової ринкової ціни за 2013 – 2017 роки, % .....	236
<b>Додаток 2.3.6</b> Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, % .....	237
<b>Додаток 2.3.7</b> Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, млн кВт·год .....	238
<b>Додаток 2.3.8</b> Обсяги електричної енергії, проданої на ОРЕ, та розрахунки за неї у період 2011 – 2017 років .....	239
<b>Додаток 2.3.9</b> Обсяги електричної енергії, закупленої енергопостачальними компаніями на ОРЕ, та розрахунки за неї у період 2012 – 2017 років .....	240
<b>Додаток 2.3.10</b> Обсяги закупівлі електричної енергії на ОРЕ з метою експорту за межі України у 2013 – 2017 роках, млн кВт·год .....	241
<b>Додаток 2.3.11</b> Відсоток поточної оплати електричної енергії поточного періоду з урахуванням доплат за 14 діб наступного періоду ліцензіатами з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у 2012 – 2017 роках .....	242
<b>Додаток 2.3.12</b> Обсяг дотаційних сертифікатів для компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії за регульованим тарифом за 2017 рік .....	243
<b>Додаток 2.3.13</b> Структура заборгованості за категоріями споживачів за спожиту електричну енергію від ПРТ станом на 01.01.2017 .....	245

<b>Додаток 2.3.14</b> Рівень збору коштів споживачів за електричну енергію по галузях економіки за 2016 – 2017 роки .....	246
<b>Додаток 2.3.15</b> Розрахунки за електричну енергію споживачів з ПРТ та енергопостачальних компаній з ОРЕ у 2017 році з урахуванням погашення заборгованості попередніх періодів .....	247
<b>Додаток 2.3.16</b> Розрахунки споживачів електричної енергії та структура заборгованості від ПРТ по галузях економіки за 2013 – 2017 роки .....	249
<b>Додаток 2.3.17</b> Кількість звернень побутових споживачів, які звернулись з інформаційних та/або спірних питань до Інформаційно-консультаційних центрів енергопостачальних компаній у 2010 – 2017 роках.....	250
<b>Додаток 2.3.18</b> Фактичні значення показників якості надання послуг кол-центрами за 2017 рік.....	251
<b>Додаток 2.3.19</b> Кількість звернень, прийнятих операторами кол-центрів компаній у 2017 році за тематикою .....	252
<b>Додаток 2.3.20</b> Фактичні значення показників комерційної якості за 2017 рік .....	253
<b>Додаток 2.3.21</b> Фактичні значення показників комерційної якості в Україні за 2017 рік за типами наданих послуг .....	254
<b>Додаток 3.1.1</b> Обсяги споживання природного газу в розрізі категорій споживачів у 2012 – 2017 роках, млрд м <sup>3</sup> .....	257
<b>Додаток 3.1.2</b> Обсяги валового та кінцевого споживання* природного газу за 2016 рік в Україні та країнах ЄС, млрд м <sup>3</sup> .....	258
<b>Додаток 3.1.3</b> Інформація щодо структури власності операторів газорозподільних систем, % .....	259
<b>Додаток 3.1.4</b> Інформація щодо протяжності газорозподільних систем, які знаходяться у власності, експлуатації, господарському віданні та користуванні операторів ГРМ, тис. км .....	260
<b>Додаток 3.2.1</b> Тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу з газотранспортної системи, розташованих на державному кордоні України, та норми забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормативних втрат природного газу для точок виходу ПАТ «Укртрансгаз» .....	261
<b>Додаток 3.2.1.1</b> Структура доходу ПАТ «Укртрансгаз» при переході на стимулююче тарифоутворення, прийнятого до розрахунку діючих тарифів для точок входу і точок виходу .....	262
<b>Додаток 3.2.2</b> Тарифи на послуги транспортування та розподілу природного газу, що діяли протягом 2017 року .....	263
<b>Додаток 3.2.3</b> Тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами ПАТ «Укртранснафта», що діяли протягом 2017 року .....	265
<b>Додаток 3.2.4</b> Тарифи на транспортування аміаку магістральними трубопроводами для УДП «Укрхімтрансаміак», що діяли протягом 2017 року.....	266
<b>Додаток 3.2.5</b> Кількість нових приєднань до газорозподільних мереж України протягом 2015 – 2017 років у розрізі областей України .....	267
<b>Додаток 3.3.1</b> Точки входу/виходу на міждержавних з'єднаннях газотранспортної системи України.....	268

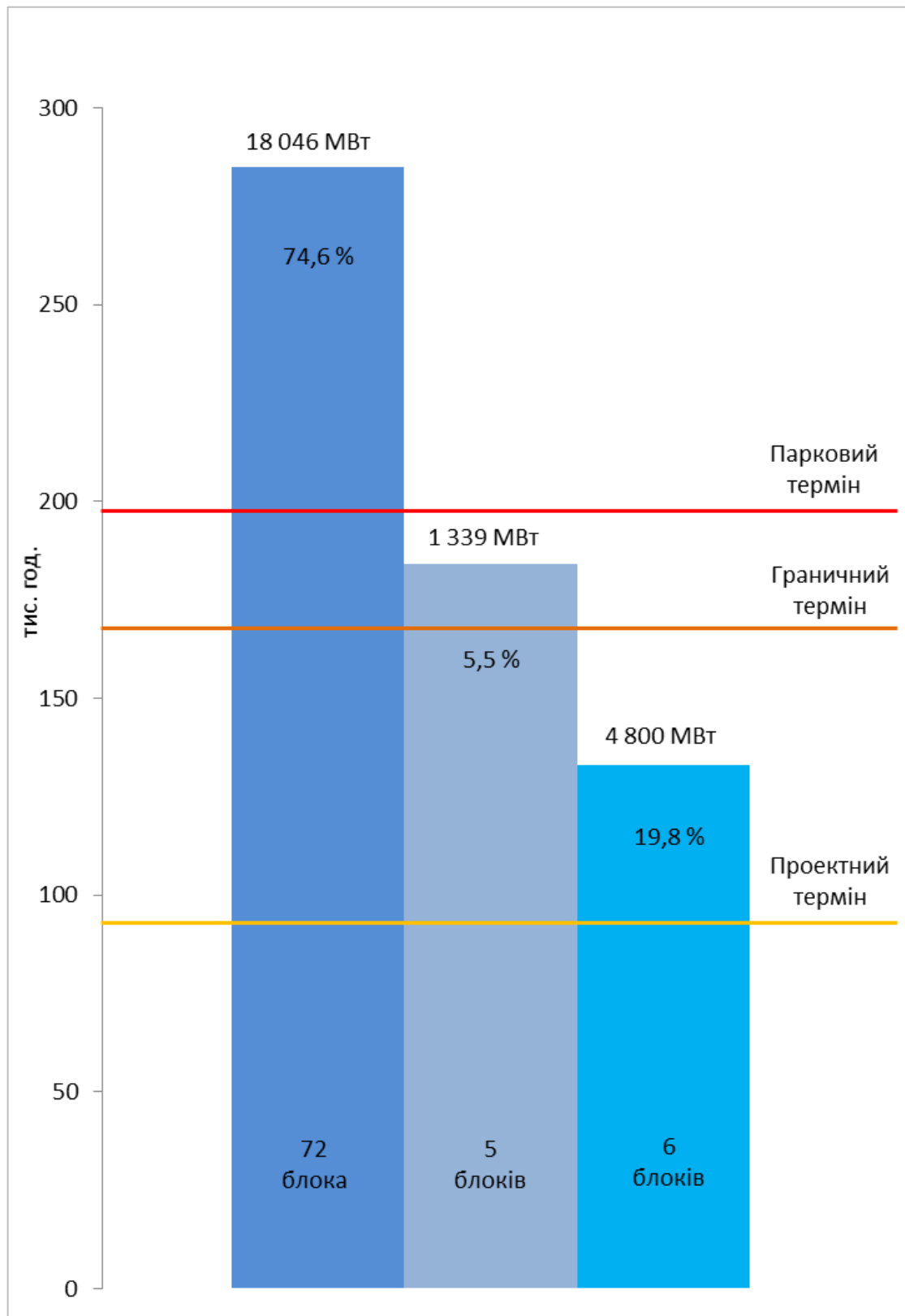
<b>Додаток 3.3.2</b> Перелік постачальників природного газу, на яких покладено спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності), до зміни постачальника природного газу .....	269
<b>Додаток 4.1.1</b> Стан оснащеності приладами обліку житлових будинків у розрізі ліцензіатів НКРЕКП станом на 01.01.2018, % .....	270
<b>Додаток 4.1.2</b> Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб населення у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ .....	271
<b>Додаток 4.1.3</b> Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб бюджетних установ у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ .....	272
<b>Додаток 4.1.4</b> Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб інших споживачів (крім населення) у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ.....	273
<b>Додаток 4.1.5</b> Середньозважені тарифи на послугу з централізованого опалення для потреб населення, у якого відсутні прилади обліку теплової енергії, встановлені НКРЕКП, у розрізі регіонів України станом на 01.01.2018 (грн/м <sup>2</sup> за місяць), з ПДВ.....	274
<b>Додаток 4.1.6</b> Середньозважені тарифи на послугу з централізованого постачання гарячої води для потреб населення, встановлені НКРЕКП, у розрізі регіонів України станом на 01.01.2018 (грн/м <sup>3</sup> ), з ПДВ .....	275
<b>Додаток 4.2.1</b> Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб населення по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ) .....	276
<b>Додаток 4.2.2</b> Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб бюджетних установ по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ) .....	282
<b>Додаток 4.2.3.</b> Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб інших споживачів (крім населення) по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ).....	288
<b>Додаток 5.1.1</b> Спрощена схема сфери централізованого водопостачання та водовідведення.....	294
<b>Додаток 5.1.2</b> Динаміка кількості суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, діяльність яких підлягала державному регулюванню, одиниць на кінець року .....	295
<b>Додаток 5.3.1</b> Структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водопостачання та водовідведення у 2017 році .....	296
<b>Додаток 5.3.2</b> Детальна структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водопостачання у 2017 році, грн/м <sup>3</sup> .....	297
<b>Додаток 5.3.3</b> Детальна структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водовідведення у 2017 році, грн/м <sup>3</sup> .....	298
<b>Додаток 5.3.4</b> Перелік ліцензіатів НКРЕКП, яким встановлено тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення у 2016 – 2017 роках, грн/куб. м (без ПДВ).....	299
<b>Додаток 5.3.5</b> Рівень витрат води на технологічні потреби і втрат води з розподільчих мереж водопостачання у 2017 році, %.....	303
<b>Додаток 5.3.6</b> Показники комерційної якості надання послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення по компаніях у III - IV кварталах 2017 року .....	304
<b>Додаток 5.3.7</b> Показники комерційної якості надання послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення по Україні у III – IV кварталах 2017 року.....	306



<b>Додаток 5.3.8</b> Показники надійності (безперервності) водопостачання та якості питної води за III – IV квартали 2017 року.....	307
<b>Додаток 6.2.1</b> Показник щільності побутових відходів в Україні .....	311
<b>Додаток 6.2.2</b> Середні діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами станом на 01.05.2017.....	312
<b>Додаток 6.2.3</b> Середній рівень затверджених норм вивезення (утворення) побутових відходів на одного мешканця у 2017 році залежно від виду благоустрою будинку .....	313

**Додаток 2.1.1.**

Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01.2018



### Додаток 2.2.1

Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) на рівнях напруги 0,4 – 110 кВ за 2016 – 2017 роки, хв

№ з/п	Ліцензіати з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами	З вини компаній (планові без попереджень переривання та переривання, пов'язані з технологічними порушеннями в електропостачанні)		Внаслідок запланованих з попередженням споживачів переривань	
		2016	2017	2016	2017
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	444	406	661	583
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	620	1072	445	467
3	ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»	493	435	362	335
4	ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго»*	1 482	1806	7	14
5	ПАТ «ЕК «Житомиробленерго»	416	471	656	590
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	854	1112	1 022	738
7	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	475	322	258	192
8	ПАТ «Київенерго»	166	155	44	45
9	ПрАТ «Київобленерго»	583	545	586	505
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	808	712	852	864
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»*	358	663	1 089	442
12	ПрАТ «Львівобленерго»	949	1037	402	401
13	ПАТ «Миколаївобленерго»	824	734	859	864
14	ПАТ «ЕК «Одесаобленерго»	1 704	1500	517	623
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	808	705	484	591
16	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	909	762	1 107	937
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	488	422	724	806
18	ПАТ «Сумиобленерго»	548	489	560	706
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	886	619	127	296
20	АК «Харківобленерго»	405	842	428	354
21	ПАТ «ЕК «Херсонобленерго»	1 096	968	1 630	1654
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	976	1046	96	92
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	446	684	488	311
24	ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»	366	547	1 095	798
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	329	334	775	775
26	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	53	64	166	31
27	ДП «Регіональні електричні мережі»*	158	284	508	527
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»*	236	497	247	0
29	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	326	286	134	247
30	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	2	2	360	435
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»*	3	5	5	9
32	ПАТ «Укрзалізниця»	297	231	329	276
33	ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	169	228	1 032	1016
34	КП «Міські електричні мережі»	12	24	63	55
35	ТОВ «Затоцькі електричні мережі»	0	2087	0	0
<b>У середньому по Україні</b>		<b>617</b>	<b>728</b>	<b>522</b>	<b>485</b>

\* у 2016 та 2017 роках дані без врахування окремих районів Донецької і Луганської областей

## Додаток 2.2.2

Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) з вини компаній (планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні) за 2017 рік

№ з/п	Ліцензіати з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для міських населених пунктів, хв *	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для сільських населених пунктів, хв *
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	413,9	360,8
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	589,5	1553,8
3	ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»	380,7	653,8
4	ПАТ « ДТЕК Донецькобленерго»**	1391,7	2643,0
5	ПАТ «ЕК «Житомиробленерго»	342,0	574,3
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	512,9	1433,9
7	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	261,0	420,3
8	ПАТ «Київенерго»	153,4	5,8
9	ПрАТ «Київобленерго»	300,0	717,9
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	423,2	1114,9
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»**	598,1	808,7
12	ПрАТ «Львівобленерго»	520,6	1594,6
13	ПАТ «Миколаївобленерго»	524,0	940,8
14	ПАТ «ЕК «Одесаобленерго»	1 196,4	1783,5
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	419,8	1098,6
16	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	357,3	1030,6
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	195,3	593,7
18	ПАТ «Сумиобленерго»	311,0	799,4
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	329,8	776,0
20	АК «Харківобленерго»	562,0	1127,9
21	ПАТ «ЕК «Херсонобленерго»	621,1	900,8
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	603,3	1502,4
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	269,2	950,9
24	ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»	329,6	685,1
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	258,0	387,2
26	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	68,4	0,0
27	ДП «Регіональні електричні мережі»**	278,0	666,3
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»	496,9	0,0
29	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	304,6	108,6
30	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	2,3	0,0
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»**	0,0	0,0
32	ПАТ «Укрзалізниця»	211,1	258,6
33	ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	256,3	47,3
34	КП «Міські електричні мережі»	23,3	615,5
35	ТОВ «Затоцькі електричні мережі»	2087,4	0,0
<b>У середньому по Україні</b>		<b>477,8</b>	<b>413,9</b>

\* Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі визначається відповідно до пункту 2.6 глави II Інструкції щодо заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання», затвердженої постановою НКРЕКП від 23.03.2017 № 345.

\*\* дані без урахування окремих районів Донецької і Луганської областей.

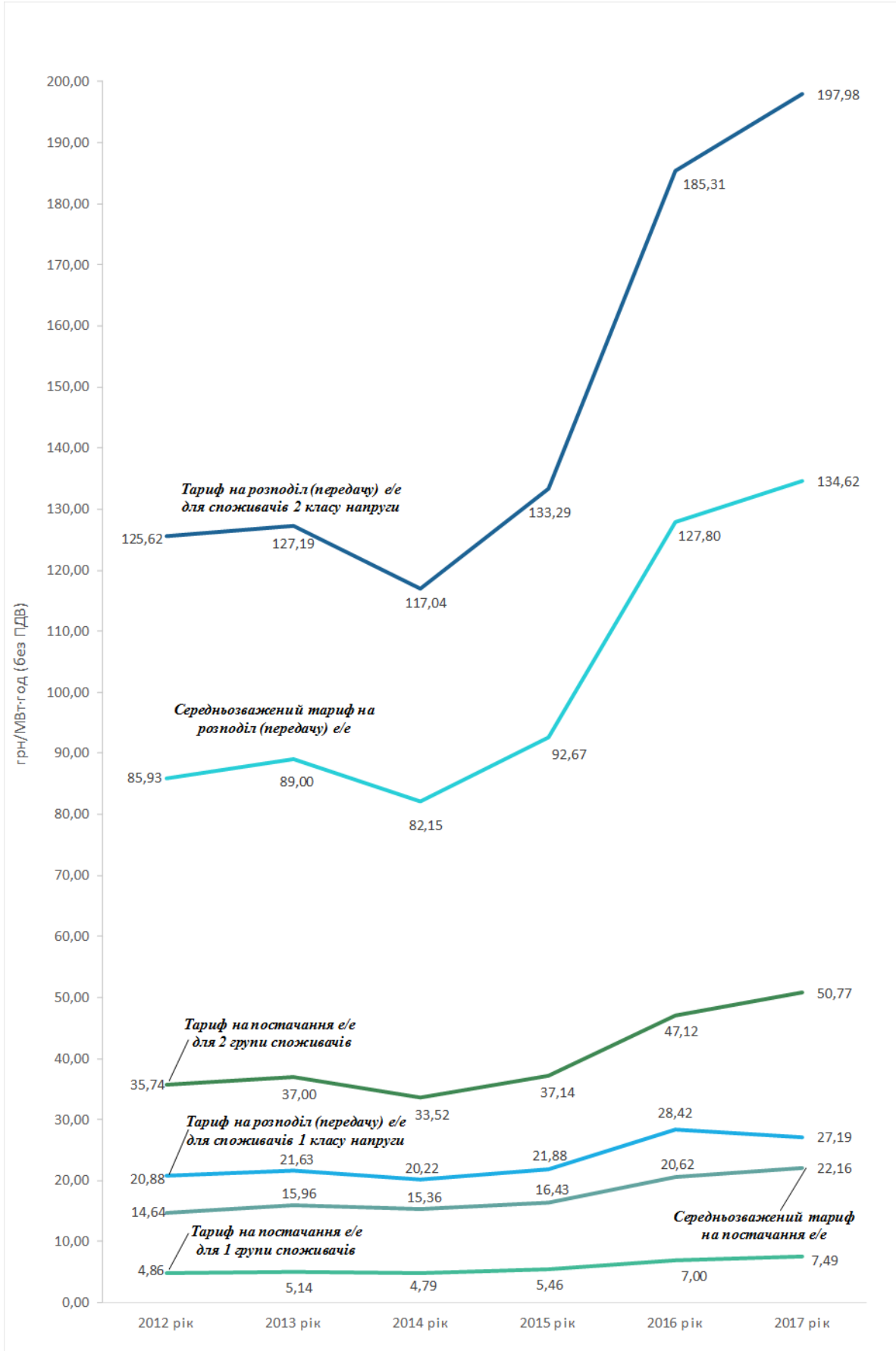
### Додаток 2.2.3

## Інформація щодо наданих у 2017 році послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж

№ З/П	Ліцензіат з розподілу електричної енергії (передачі електричної енергії)	Кількість наданих оператором системи передачі та операторами систем розподілу послуг з приєднання, шт.		Приєднана потужність за результатами надання послуг з приєднання, кВт	
		Стандартні приєднання	Приєднання, які не є стандартними	Стандартні приєднання	Приєднання, які не є стандартними
		шт.	шт.	кВт	кВт
1	ПАТ "Вінницяобленерго"	2537	372	18383,60	28003,00
2	ПАТ "Волиньобленерго"	3223	59	37209,50	8439,50
3	ПАТ "ДТЕК Дніпрообленерго"	4697	183	42267,98	31977,35
4	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго"	727	27	6567,55	2928,84
5	ПАТ ЕК "Житомиробленерго"	2030	83	22100,80	28578,00
6	ПАТ "Закарпаттяобленерго"	2175	414	32588,70	12397,10
7	ПАТ "Запоріжжяобленерго"	1758	265	12011,80	11373,10
8	ПАТ "Прикарпаттяобленерго"	2404	322	28738,40	21792,70
9	ПАТ "Київенерго"	819	293	11699,90	14804,60
10	ПАТ "Київобленерго"	7308	417	91971,83	103498,61
11	ПАТ "Кіровоградобленерго"	1689	55	18619,90	7240,16
12	ТОВ "Луганське ЕО"	259	42	2242,10	2121,50
13	ПАТ "Львівобленерго"	4102	127	55154,78	19166,06
14	ПАТ "Миколаївобленерго"	2275	329	18359,00	25949,00
15	ПАТ ЕК "Одесаобленерго"	4500	127	52149,62	44457,50
16	ПАТ "Полтаваобленерго"	2090	82	19927,71	12588,95
17	ПАТ "Рівнеобленерго"	3303	206	31862,82	9321,00
18	ПАТ "Сумиобленерго"	1465	30	19308,18	7354,80
19	ПАТ "Тернопільобленерго"	1273	180	13394,40	9625,00
20	АК "Харківобленерго"	1592	37	22203,34	15512,00
21	ПАТ ЕК "Херсонобленерго"	2372	59	33608,50	42716,00
22	ПАТ ЕК "Хмельницькобленерго"	1768	118	17527,43	33965,20
23	ПАТ "Черкасиобленерго"	1193	92	11208,00	9484,00
24	ПАТ ЕК "Чернівціобленерго"	2524	83	29145,50	6051,10
25	ПАТ "Чернігівобленерго"	1094	36	8281,30	6481,10
26	ДП "Регіональні ЕМ"	9	7	98,00	254,00
27	ПАТ "ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля"	0	0	0,00	0,00
28	ПАТ "Укрзалізниця"	351	69	5207,25	3594,10
29	ТОВ "ДТЕК Високовольтні ЕМ"	0	0	0,00	0,00
30	ДП ЕК ПрАТ "Атомсервіс"	44	2	372,00	634,00
31	КП "МЕМ", м. Вараш	9	8	343,50	1003,50
32	ТОВ "Енергія - Новий Розділ"	7	0	52,00	0,00
33	ТОВ "Енергія - Новояворівськ"	39	5	365,00	10510,00
34	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	104	0	1571,96	0,00
35	ТОВ "Затоцькі ЕМ"	8	7	314,00	1190,00
36	ДП НЕК "Укренерго"	0	1	0,00	40000,00
37	<b>ВСЬОГО</b>	<b>59748</b>	<b>4137</b>	<b>664856</b>	<b>573012</b>

### Додаток 2.2.4

Динаміка середньозважених тарифів на розподіл та постачання електроенергії у 2012 – 2017 роках



**Додаток 2.2.5**

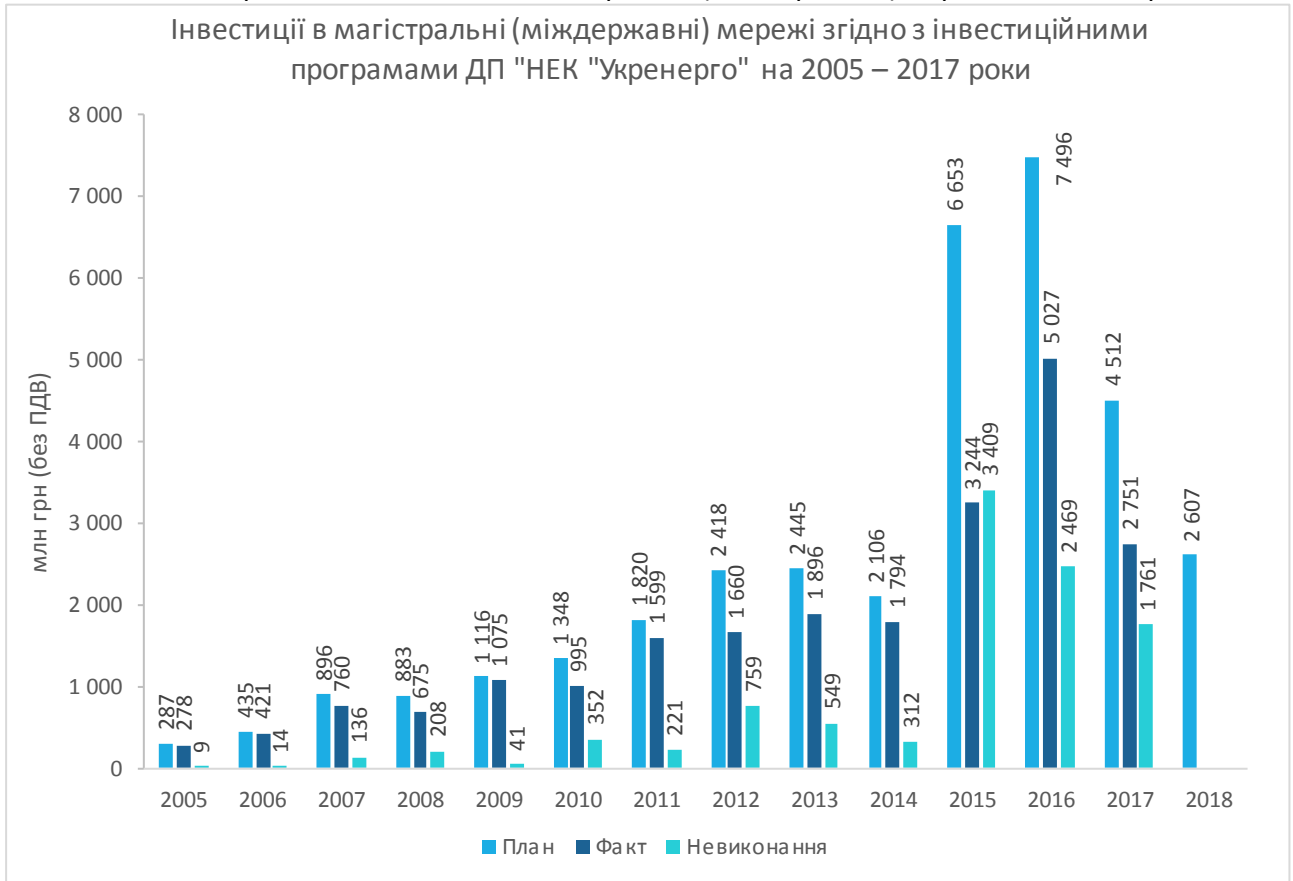
Середні тарифи на розподіл та постачання електроенергії у 2017 році

№ з/п	Ліцензіати	Тариф з розподілу (передачі), грн/МВт•год (без ПДВ)		Тариф з постачання, грн/МВт•год (без ПДВ)	
		1 клас	2 клас	1 група	2 група
1	ПАТ "Вінницяобленерго"	56,58	300,02	13,84	69,18
2	ПрАТ "Волиньобленерго"	28,25	234,77	17,93	89,63
3	ПАТ "ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО"	23,59	130,56	3,23	16,29
4	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго"	54,57	257,05	12,83	64,13
5	ПрАТ "ЕК "Житомиробленерго"	55,28	325,44	9,87	49,37
6	ПрАТ "Закарпаттяобленерго"	45,27	250,74	20,20	100,98
7	ВАТ "Запоріжжяобленерго"	13,77	182,61	5,51	27,53
8	ПАТ "Київенерго"	5,91	62,50	5,15	25,74
9	ПрАТ "Київобленерго"	18,74	143,10	5,98	29,88
10	ПрАТ "Кіровоградобленерго"	50,66	330,33	9,55	47,73
11	ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання"	144,57	461,46	33,73	168,63
12	ПрАТ "Львівобленерго"	50,32	212,45	7,35	36,77
13	ПАТ "Миколаївобленерго"	54,50	224,97	22,58	112,88
14	ПАТ "Одесаобленерго"	41,31	201,87	10,52	52,62
15	ПАТ "Полтаваобленерго"	43,49	204,49	9,70	48,50
16	АТ "Прикарпаттяобленерго"	50,00	346,00	7,37	36,87
17	ПрАТ "Рівнеобленерго"	26,13	204,02	6,59	32,93
18	ПАТ "Сумиобленерго"	77,14	328,13	13,79	68,93
19	ВАТ "Тернопільобленерго"	54,74	278,38	16,02	80,12
20	АК "Харківобленерго"	21,03	167,93	9,98	49,89
21	ПрАТ "ЕК "Херсонобленерго"	38,98	224,57	10,88	54,41
22	ПАТ "Хмельницькобленерго"	58,37	257,58	17,65	88,27
23	ПАТ "Черкасиобленерго"	46,88	178,32	8,32	41,58
24	ПрАТ "ЕК "Чернівціобленерго"	31,13	202,40	10,77	53,84
25	ПАТ "Чернігівобленерго"	58,72	306,94	16,21	81,06
26	ДПЕМ ПрАТ "Атомсервіс"	5,64	177,62	9,54	47,71
27	ДП "Регіональні електричні мережі"	18,19	141,94	15,39	76,97
28	ПрАТ "ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля"	9,13	311,21	8,19	40,95
29	ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	34,94	200,93	16,53	82,67
30	ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	43,30	391,29	13,40	67,01
31	ТОВ "ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ"	0,00	0,00	0,00	0,00
32	ПАТ "Укрзалізниця"	51,36	246,25	12,65	63,25
33	КП "Міські електричні мережі"	12,51	225,35	–	–
34	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	46,00	121,25	–	–
35	ТОВ "ЗЕМ"	–	305,35	–	–

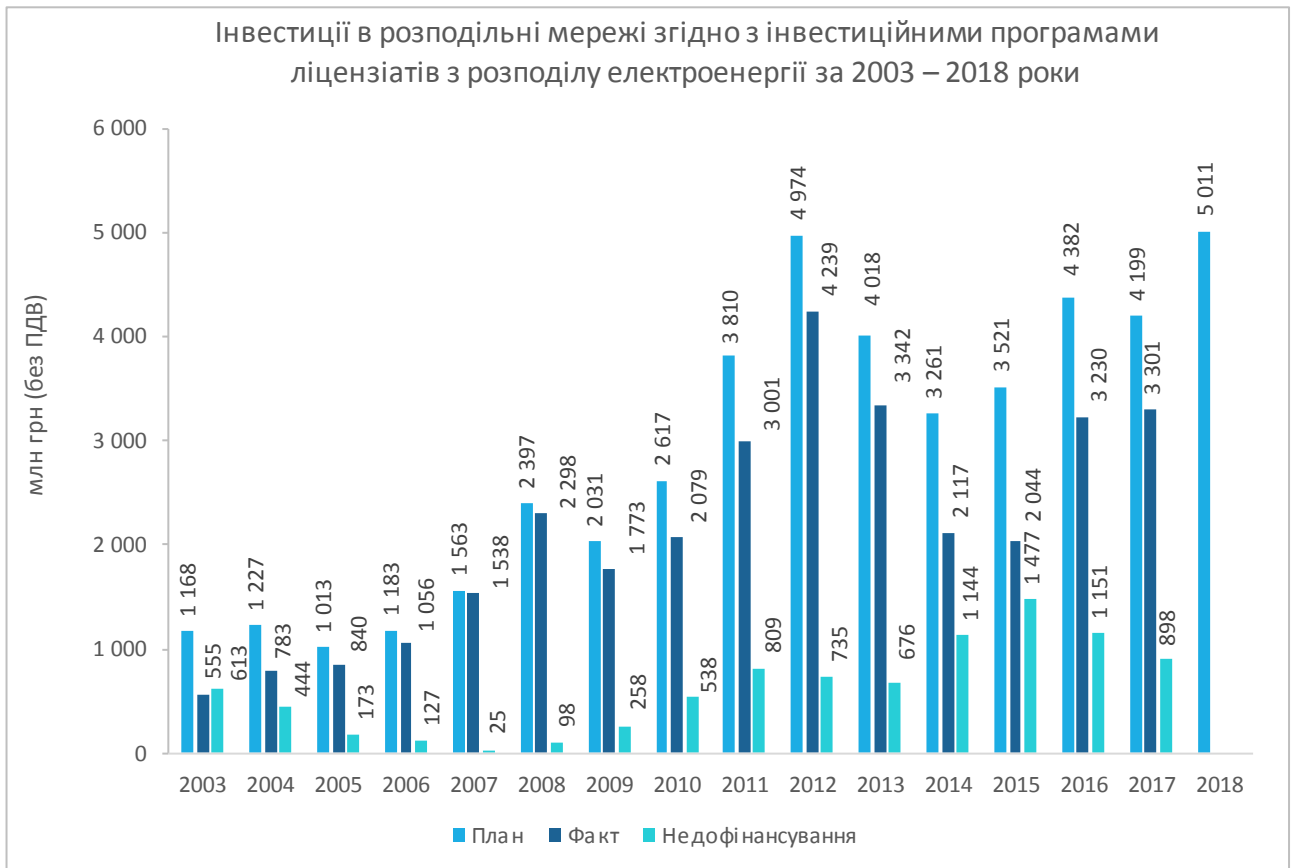
### Додаток 2.2.6

#### Планові та фактичні інвестиції в магістральні (міждержавні) та розподільні мережі

Інвестиції в магістральні (міждержавні) мережі згідно з інвестиційними програмами ДП "НЕК "Укренерго" на 2005 – 2017 роки



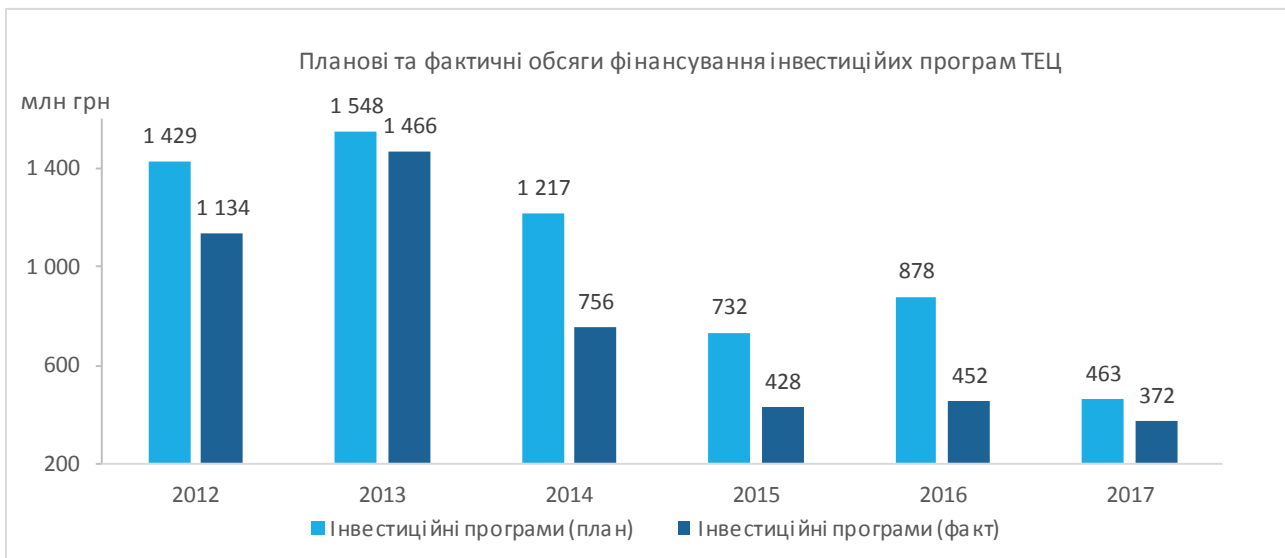
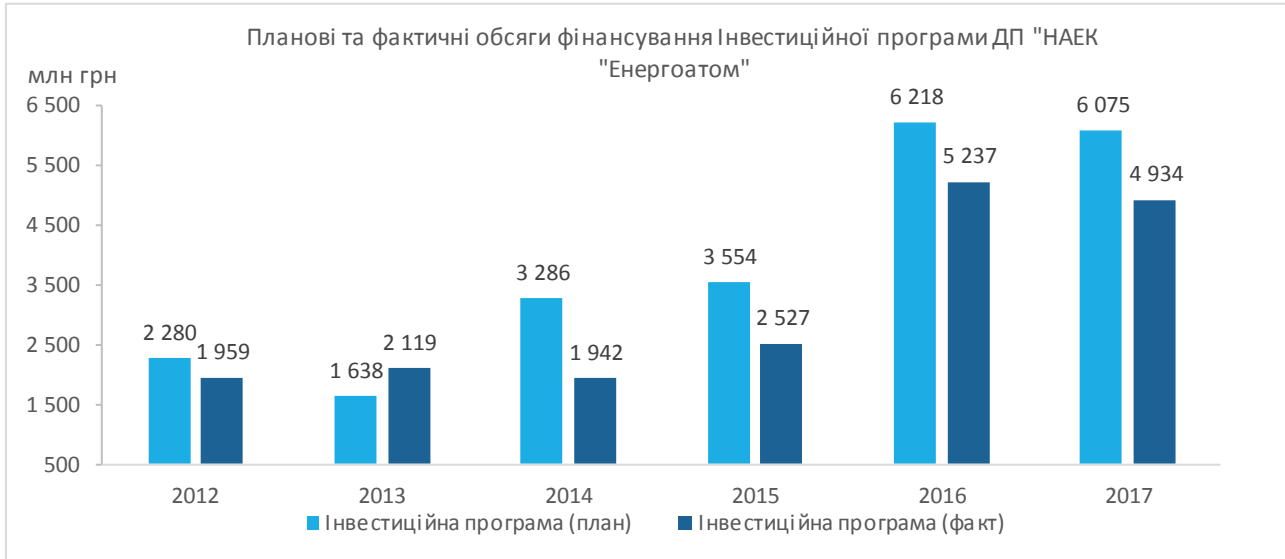
Інвестиції в розподільні мережі згідно з інвестиційними програмами ліцензіатів з розподілу електроенергії за 2003 – 2018 роки





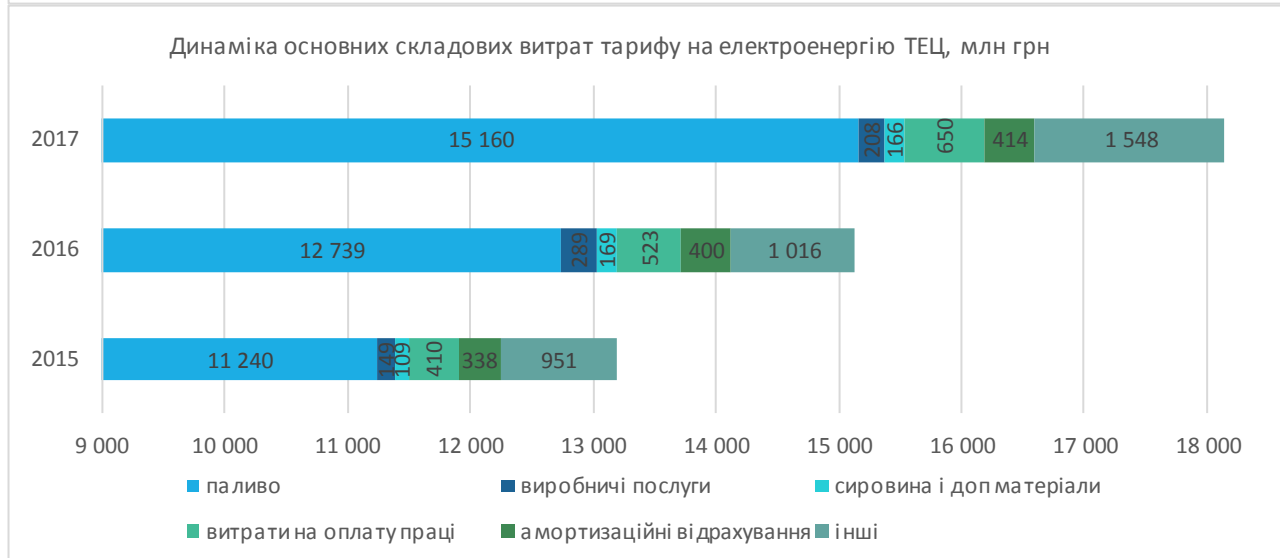
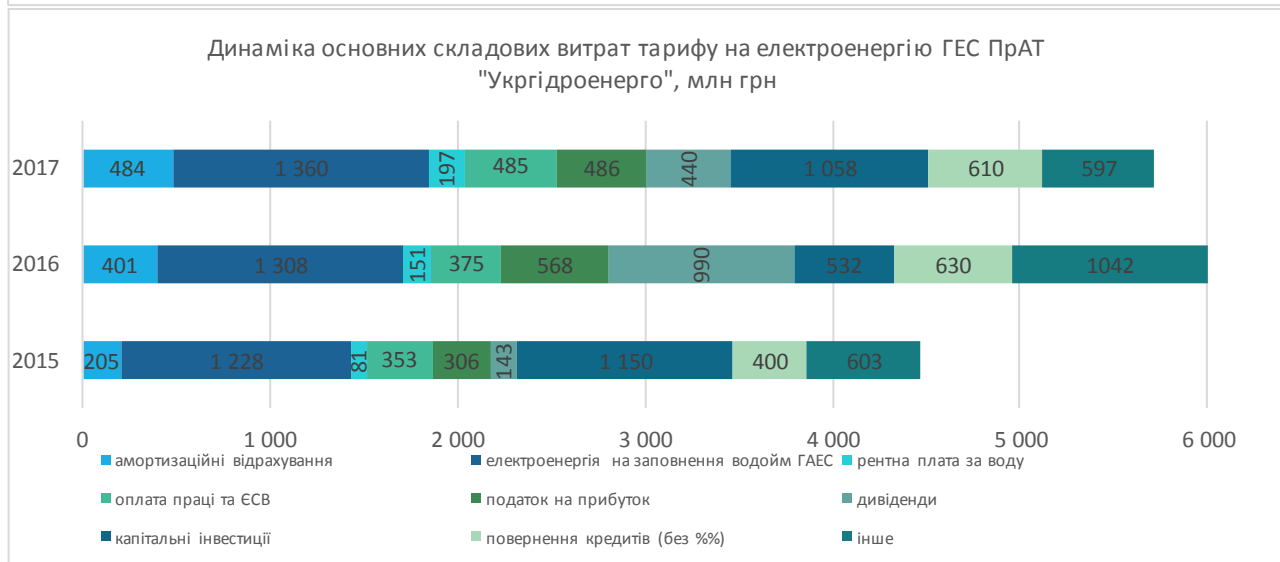
### Додаток 2.3.1

#### Планові та фактичні обсяги фінансування інвестиційних програм ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «Укргідроенерго» та ТЕЦ



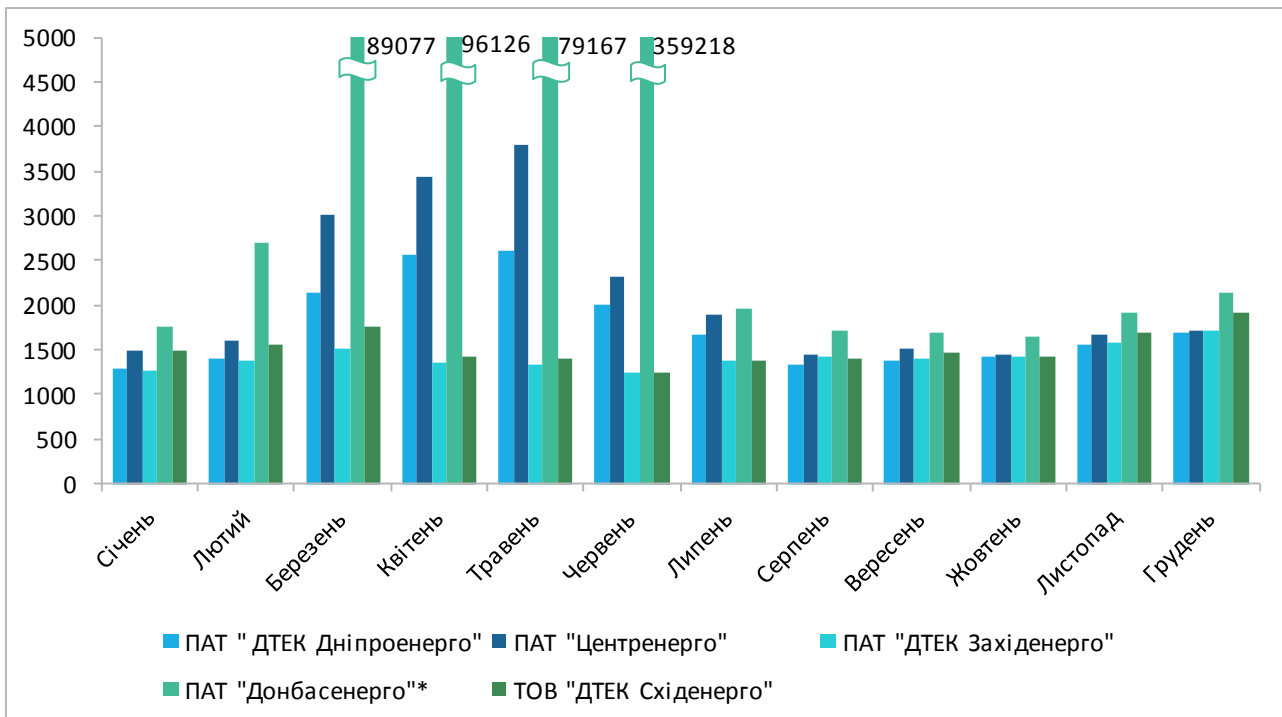
### Додаток 2.3.2

Динаміка основних складових тарифу ДП «НАЕК «Енергоатом» (у тарифах на виробництво електричної та теплової енергії), ПрАТ «Укргідроенерго» та тарифу на електроенергію ТЕЦ



### Додаток 2.3.3

#### Структура платежів середнього тарифу ГК ТЕС у 2017 році



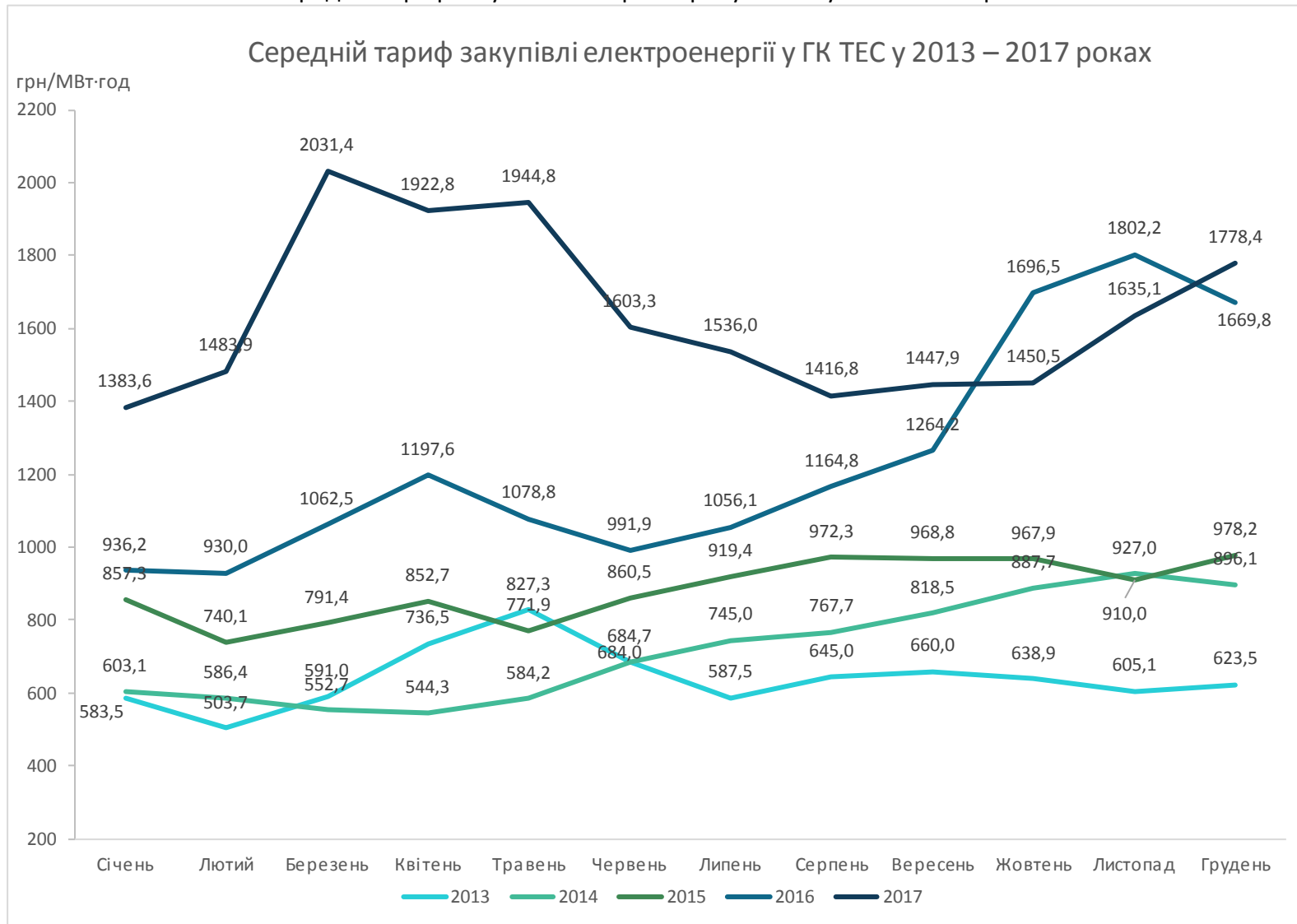
\*Тариф ПАТ «Донбасенерго» у березні – червні 2017 року склався на рівні, що значно перевищував рівень тарифу цієї компанії у попередніх періодах, у зв'язку із:

- суттєвим зменшенням обсягу відпуску електричної енергії;
- збільшенням частки платежів, які відповідно до Правил ОРЕ не залежать від обсягу відпуску електричної енергії (платежу за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, додаткового платежу на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання, платежу за робочу потужність).

Затверджено відповідними постановами НКРЕКП про затвердження тарифів на електричну енергію, продану в ОРЕ виробниками, які працюють за ціновими заявками, та визначення середньозваженого тарифу для енергогенеруючих компаній теплових електростанцій: від 06.04.2017 № 481; від 11.05.2017 № 620; від 08.06.2017 № 758; від 10.07.2017 № 899.

**Додаток 2.3.4**

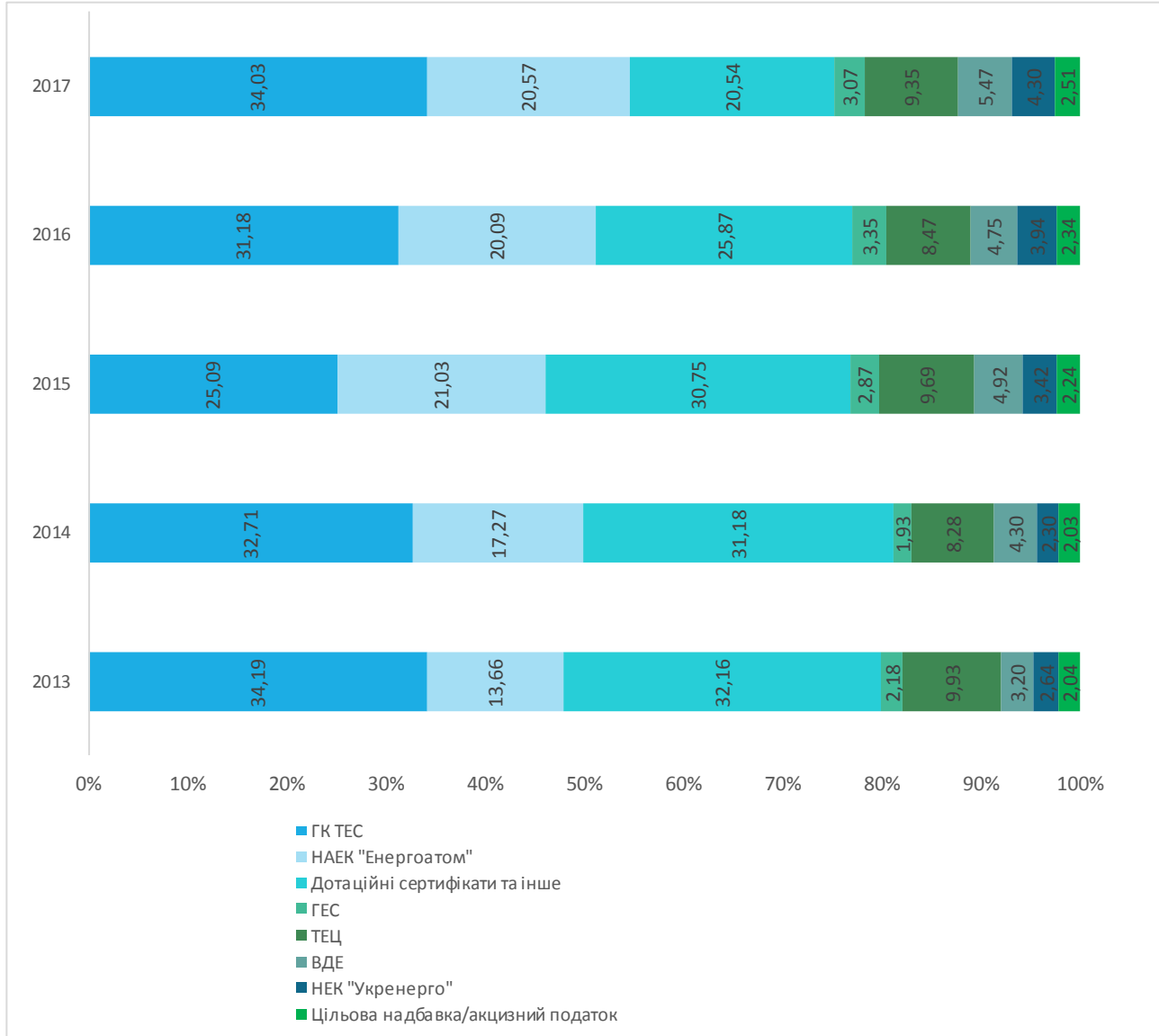
**Середній тариф закупівлі електроенергії у ГК ТЕС у 2013 – 2017 роках**



### Додаток 2.3.5

Структура оптової ринкової ціни за 2013 – 2017 роки, %

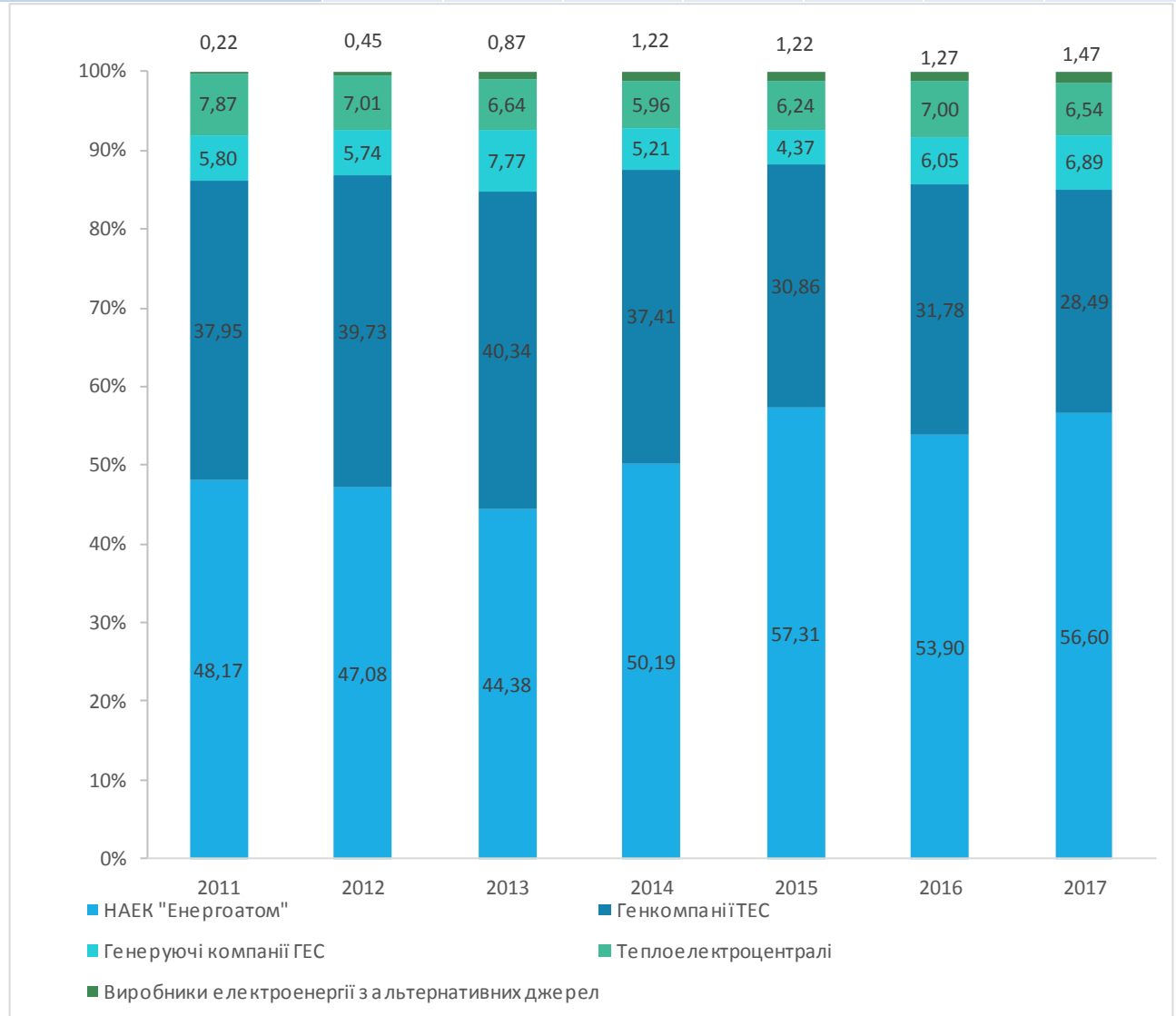
	2013	2014	2015	2016	2017
ГК ТЕС	34,19	32,71	25,09	31,18	34,03
НАЕК «Енергоатом»	13,66	17,27	21,03	20,09	20,57
Дотаційні сертифікати та інше	32,16	31,18	30,75	25,87	20,54
ГЕС	2,18	1,93	2,87	3,35	3,07
ТЕЦ	9,93	8,28	9,69	8,47	9,35
ВДЕ	3,20	4,30	4,92	4,75	5,47
НЕК «Укренерго»	2,64	2,30	3,42	3,94	4,30
Цільова надбавка/акцизний податок	2,04	2,03	2,24	2,34	2,51



### Додаток 2.3.6

Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, %

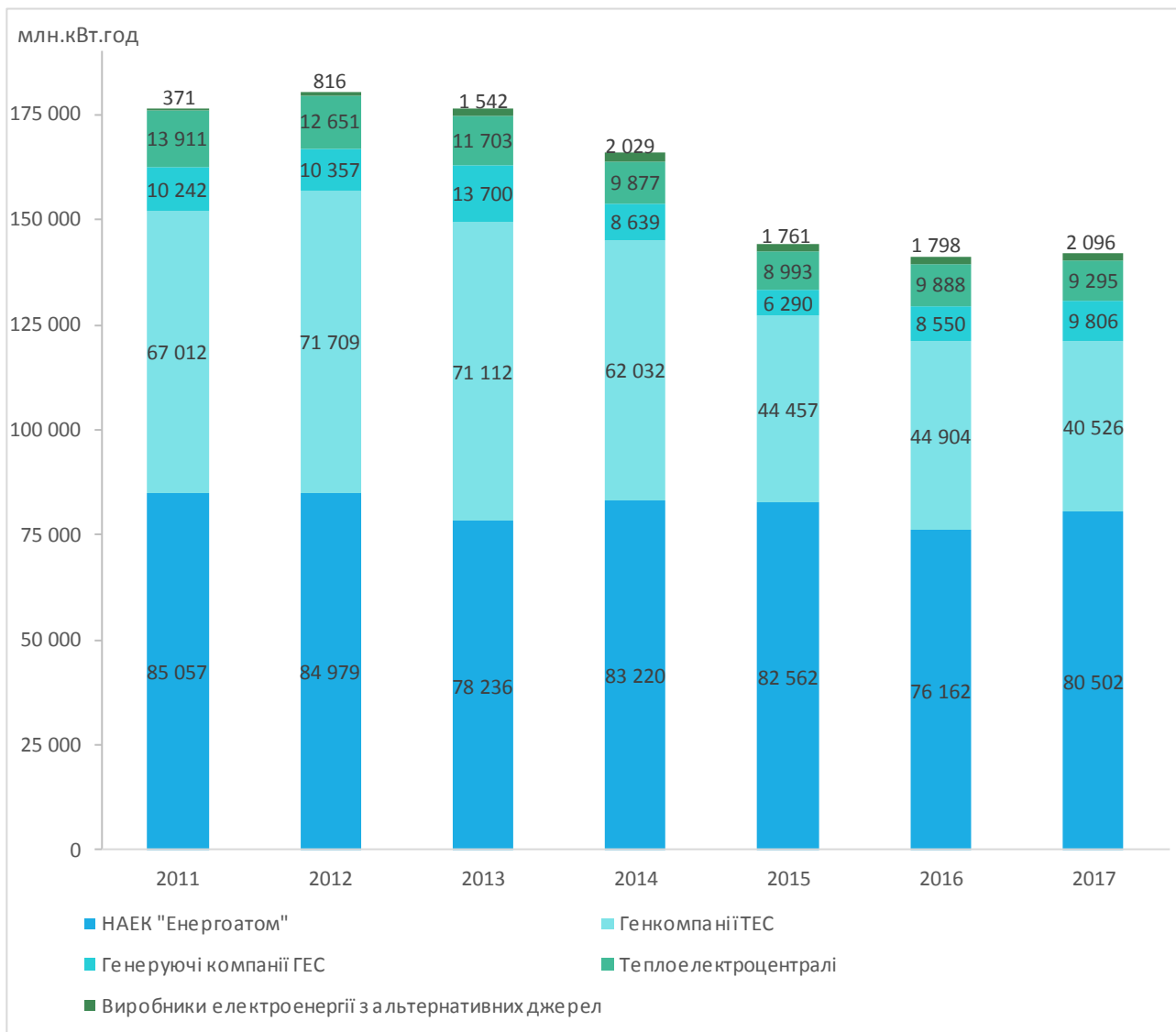
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
НАЕК «Енергоатом»	48,17	47,08	44,38	50,19	57,31	53,90	56,60
Генеруючі компанії ТЕС	37,95	39,73	40,34	37,41	30,86	31,78	28,49
Генеруючі компанії ГЕС	5,80	5,74	7,77	5,21	4,37	6,05	6,89
Теплоелектроцентралі	7,87	7,01	6,64	5,96	6,24	7,00	6,54
Виробники електроенергії з альтернативних джерел	0,22	0,45	0,87	1,22	1,22	1,27	1,47



### Додаток 2.3.7

Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, млн кВт·год

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
НАЕК «Енергоатом»	85 057	84 979	78 236	83 220	82 562	76 162	80 502
Генеруючі компанії ТЕС	67 012	71 709	71 112	62 032	44 457	44 904	40 526
Генеруючі компанії ГЕС	10 242	10 357	13 700	8 639	6 290	8 550	9 806
Теплоелектроцентралі	13 911	12 651	11 703	9 877	8 993	9 888	9 295
Виробники електроенергії з альтернативних джерел	371	816	1 542	2 029	1 761	1 798	2 096
<b>Разом</b>	<b>176 592</b>	<b>180 513</b>	<b>176 293</b>	<b>165 797</b>	<b>144 063</b>	<b>141 301</b>	<b>142 225</b>



### Додаток 2.3.8

Обсяги електричної енергії, проданої на ОРЕ, та розрахунки за неї у період  
2011 – 2017 років

Товарний відпуск е/е в ринок, тис. кВт-год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Усього за період
НАЕК «Енергоатом»	85 056 525	84 979 242	78 235 830	83 220 153	82 561 794	76 162 263	80 502 074	570 717 880
ТЕС	67 011 879	71 709 491	71 112 365	62 031 687	44 456 593	44 903 827	40 526 101	401 751 943
ГЕС	10 241 801	10 357 126	13 699 901	8 638 834	6 290 379	8 550 186	9 806 015	67 584 243
ТЕЦ	13 779 185	12 462 612	11 517 274	9 778 672	8 932 857	9 810 228	9 212 672	75 493 499
Виробники е/е з альтернативних джерел	386 348	833 282	1 551 899	2 033 414	1 769 171	1 805 890	2 104 877	10 484 882
Інші виробники	116 289	170 749	175 551	94 073	51 890	69 057	73 019	750 630
Усього по виробниках електроенергії	176 592 028	180 512 501	176 292 820	165 796 833	144 062 684	141 301 451	142 224 758	1 126 783 076
Оплата поточного періоду з врахуванням доплат за 15 діб наступного періоду, тис. грн								
НАЕК «Енергоатом»	19 379 031	21 538 301	20 206 077	24 941 894	36 926 636	42 035 794	44 923 130	209 950 862
ТЕС	44 775 537	50 437 573	53 192 639	49 553 168	42 674 450	65 533 634	75 964 486	382 131 487
ГЕС	1 581 835	2 518 862	3 202 463	2 955 927	5 060 675	7 029 080	6 701 928	29 050 770
ТЕЦ	14 420 227	15 772 720	14 453 861	11 504 525	16 610 685	17 432 069	20 631 610	110 825 698
Виробники е/е з альтернативних джерел	597 193	2 651 943	4 824 508	6 717 250	9 037 222	10 217 262	12 266 458	46 311 837
Інші виробники	83 878	163 435	189 796	97 041	62 438	96 217	110 185	802 990
Усього по виробниках електроенергії	80 837 701	93 082 834	96 069 344	95 769 804	110 372 106	142 344 056	160 597 797	779 073 643
Відсоток виплат від товарної продукції, %								
НАЕК «Енергоатом»	100,0	98,1	98,1	89,8	93,9	97,5	97,6	96,2
ТЕС	100,0	99,8	98,3	94,1	90,9	97,9	97,9	97,1
ГЕС	100,0	98,7	97,6	95,0	94,4	97,7	97,7	97,0
ТЕЦ	100,0	97,5	97,9	85,8	92,4	96,5	97,6	95,8
Виробники е/е з альтернативних джерел	100,0	100,0	100,0	97,1	98,1	100,0	100,0	99,2
Інші виробники	100,0	98,6	99,3	90,4	92,4	96,9	97,7	97,0
Усього по виробниках електроенергії	100,0	99,1	98,3	92,2	92,8	97,8	97,9	96,8



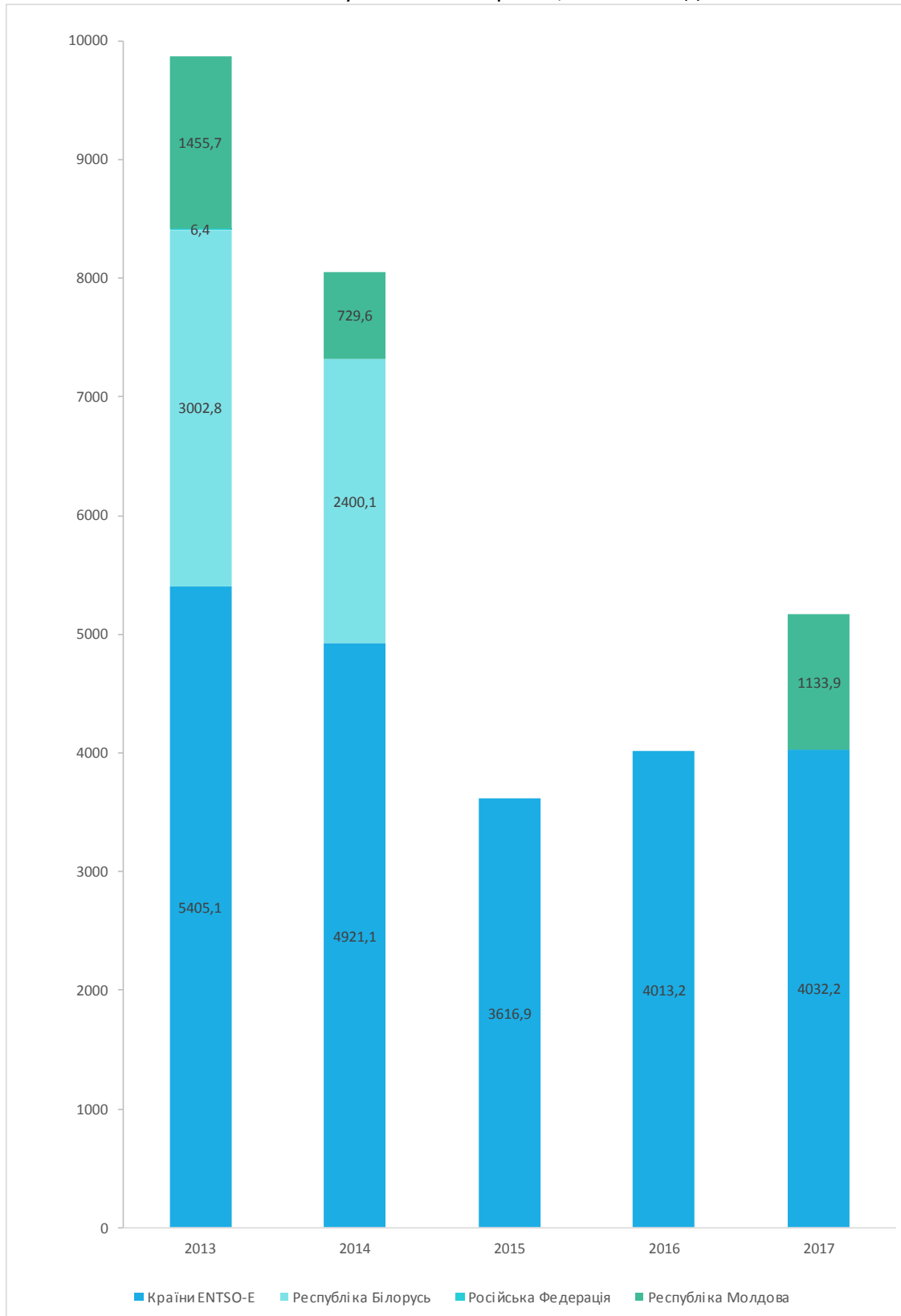
### Додаток 2.3.9

Обсяги електричної енергії, закупленої енергопостачальними компаніями на ОРЕ, та розрахунки за неї у період 2012 – 2017 років

	Одиниця виміру	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Обсяг купівлі е/е ПНТ та ПРТ сумарно</b>	МВт·год	<b>175 609 715</b>	<b>171 253 125</b>	<b>160 441 842</b>	<b>138 990 099</b>	<b>133 845 231</b>	<b>135 643 879</b>
ПРТ	МВт·год	146 042 292	139 581 871	125 796 108	119 628 624	119 851 831	117 170 945
ПНТ (для споживачів України)	МВт·год	19 815 983	21 801 182	23 560 858	10 722 867	9 976 048	13 306 795
ПНТ (експорт)	МВт·год	9 751 440	9 870 072	11 084 877	8 638 607	4 017 352	5 166 140
<b>Обсяг купівлі е/е дебіторами (як для споживачів України, так і для експорту), усього по Україні</b>	МВт·год	<b>176 144 051</b>	<b>172 057 437</b>	<b>161 553 394</b>	<b>141 989 526</b>	<b>137 623 456</b>	<b>138 417 546</b>
<b>Товарна продукція</b>	тис.грн	<b>101 297 651</b>	<b>105 318 277</b>	<b>111 351 986</b>	<b>132 854 408</b>	<b>158 335 618</b>	<b>178 026 860</b>
ПРТ	тис.грн	80 226 188	81 951 198	82 413 452	107 951 799	137 560 700	148 762 949
ПНТ (для споживачів України)	тис.грн	15 214 505	17 332 709	20 174 589	13 467 635	14 632 148	21 119 100
ПНТ (експорт)	тис.грн	5 856 958	6 034 370	8 763 945	11 434 975	6 142 770	8 144 811
<b>Вартість товарної продукції, купованої дебіторами, усього по Україні</b>	тис.грн	<b>101 527 976</b>	<b>105 663 852</b>	<b>111 916 653</b>	<b>135 479 708</b>	<b>162 255 550</b>	<b>181 063 999</b>
<b>Поточна оплата поточного періоду з врахуванням доплат за 14 днів наступного періоду</b>	тис.грн	<b>99 050 277</b>	<b>102 823 222</b>	<b>103 967 697</b>	<b>126 222 504</b>	<b>154 598 181</b>	<b>175 843 349</b>
ПРТ	тис.грн	77 979 885	79 456 142	75 117 366	101 402 290	133 823 267	146 579 438
ПНТ (для споживачів України)	тис.грн	15 214 505	17 332 709	20 174 589	13 467 635	14 632 148	21 119 100
ПНТ (експорт)	тис.грн	5 855 887	6 034 371	8 675 742	11 352 579	6 142 767	8 144 811
<b>Поточна оплата поточного періоду з врахуванням доплат за 14 днів наступного періоду, усього по Україні</b>	тис.грн	<b>99 280 298</b>	<b>103 167 972</b>	<b>104 532 111</b>	<b>128 137 996</b>	<b>157 001 144</b>	<b>177 769 318</b>
<b>Відсоток оплати ПРТ та ПНТ</b>	%	<b>97,8%</b>	<b>97,6%</b>	<b>93,4%</b>	<b>95,0%</b>	<b>97,6%</b>	<b>98,8%</b>
ПРТ	%	97,2%	97,0%	91,1%	93,9%	97,3%	98,5%
ПНТ (для споживачів України)	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
ПНТ (експорт)	%	100,0%	100,0%	99,0%	99,3%	100,0%	100,0%
<b>Відсоток оплати, усього по Україні</b>	%	<b>97,8%</b>	<b>97,6%</b>	<b>93,4%</b>	<b>94,6%</b>	<b>96,8%</b>	<b>98,2%</b>

### Додаток 2.3.10

Обсяги закупівлі електричної енергії на ОРЕ з метою експорту за межі України  
у 2013 – 2017 роках, млн кВт·год



### Додаток 2.3.11

Відсоток поточної оплати електричної енергії поточного періоду з урахуванням доплат за 14 діб наступного періоду ліцензіатами з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у 2012 – 2017 роках

№ з/п	Енергопостачальники	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	ПАТ "Вінницяобленерго"	98,3	100,0	95,5	100,0	100,0	100,0
2	ВАТ "Тернопільобленерго"	98,6	99,2	90,5	100,0	99,5	100,0
3	ПАТ "Хмельницькобленерго"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
4	ПрАТ "ЕК" Чернівціобленерго"	98,3	98,0	98,4	100,0	100,0	98,0
5	ПАТ "ДТЕК" Дніпрообленерго"	100,0	99,6	94,1	100,0	100,0	100,0
6	ПАТ "Запоріжжяобленерго"	97,7	98,9	91,4	93,3	100,0	100,0
7	ПрАТ "Кіровоградобленерго"	100,0	97,5	96,5	100,0	100,0	100,0
8	ПАТ "ДТЕК" Донецькобленерго"	97,5	92,9	79,5	63,8	91,9	100,0
9	ТОВ "Луганське енергет. об'єднання"	98,7	89,2	57,2	35,1	68,4	99,8
10	ТОВ "ДТЕК" Високовольтні мережі"	100,0	100,0	100,0	94,0	100,0	100,0
11	ПАТ "Київенерго"	95,4	94,0	96,4	100,0	100,0	100,0
12	ПрАТ "Київобленерго"	100,0	99,8	100,0	100,0	100,0	98,4
13	ПАТ "Чернігівобленерго"	100,0	100,0	99,8	100,0	100,0	100,0
14	ПАТ "Черкасиобленерго"	96,3	97,3	96,1	95,9	81,5	100,0
15	ПрАТ "ЕК" Житомиробленерго"	98,6	98,6	100,0	100,0	100,0	100,0
16	ПАТ "ДТЕК" Крименерго"	96,6	100,0	100,0	-	-	-
17	ПАТ ЕК "Севастопольенерго"	98,4	93,6	100,0	-	-	-
18	ПрАТ "Волиньобленерго"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
19	ПрАТ "Закарпаттяобленерго"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
20	АТ "Прикарпаттяобленерго"	97,2	97,6	87,1	100,0	100,0	100,0
21	ПрАТ "Львівобленерго"	100,0	100,0	92,7	100,0	100,0	100,0
22	ПрАТ "Рівнеобленерго"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
23	ПАТ "Миколаївобленерго"	100,0	98,6	96,9	99,6	100,0	100,0
24	ПАТ "ЕК" Одесаобленерго"	100,0	100,0	98,9	100,0	100,0	100,0
25	ПрАТ "ЕК" Херсонобленерго"	100,0	99,5	100,0	100,0	100,0	100,0
26	ПАТ "Полтаваобленерго"	100,0	100,0	98,8	100,0	100,0	100,0
27	ПАТ "Сумиобленерго"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
28	АК "Харківобленерго"	100,0	98,7	98,3	100,0	98,1	99,4
29	ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	97,1	100,0	94,7	100,0	97,0	99,4
30	ПрАТ "ДТЕК ПЕМ - Енерговугілля"	94,5	98,4	42,9	53,6	10,9	30,2
31	ПРАТ "Східно Кримська ЕК"	91,6	98,1	98,9	-	-	-
32	ДПЕМ ПрАТ "Атомсервіс"	100,0	99,7	92,2	100,0	98,0	100,0
33	ДП "Донецька залізниця"	100,0	100,0	87,0	93,2	100,0	-
34	ДТГО "Південно-Західна залізниця"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
35	ДП "Регіональні електричні мережі"	71,5	78,2	53,3	37,0	35,6	42,3
36	ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	100,0	99,7	97,2	100,0	94,9	100,0
37	Одеська залізниця	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
38	ДТГО "Львівська залізниця"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
39	ДП "Придніпровська залізниця"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
40	ДП "Південна залізниця"	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
41	ПАТ "Укрзалізниця"	-	-	-	-	100,0	100,0
	<b>Усього по дебіторах</b>	<b>97,8</b>	<b>97,6</b>	<b>93,4</b>	<b>94,6</b>	<b>96,8</b>	<b>98,2</b>

\* - ПАТ «Укрзалізниця» утворене на базі Державної адміністрації залізничного транспорту, підприємств та установ залізничного транспорту загального користування, які були реорганізовані шляхом злиття (постанова КМУ від 25.06.2014 № 200).

### Додаток 2.3.12

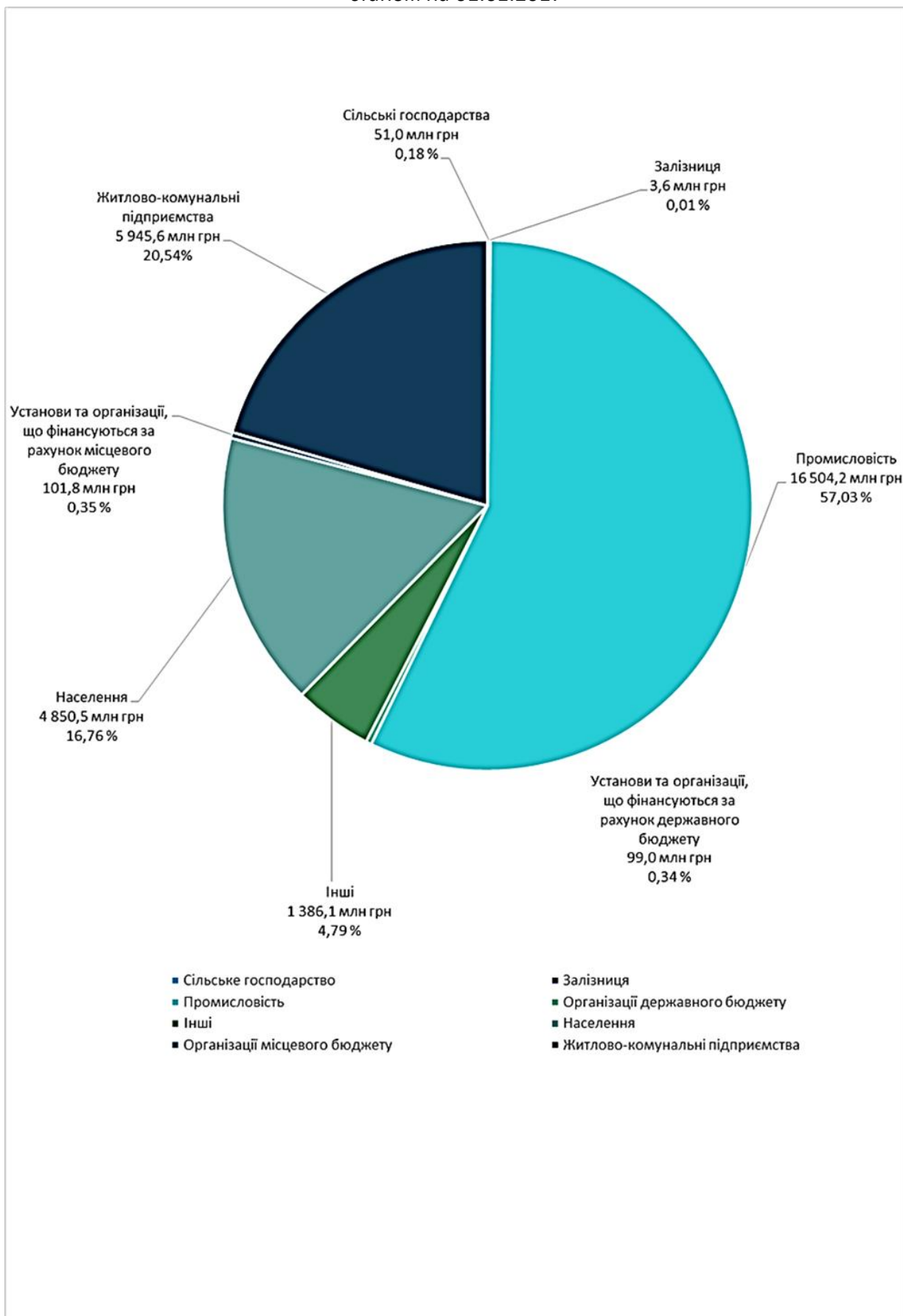
Обсяг дотаційних сертифікатів для компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії за регульованим тарифом за 2017 рік

№ з/п	Енергопостачальні компанії	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії населенню (постанова НКРЕ від 26 лютого 2001 року № 184), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ від 16 листопада 2006 року № 1487), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії побутовим споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ від 18 січня 2007 року № 27), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії, що використовується для зовнішнього освітлення населених пунктів (постанова НКРЕ від 21 лютого 2008 року № 198), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії міському електричному транспорту за тарифами, установленими на рівні, як для населення (постанова НКРЕ від 26 липня 2007 року № 996), грн	Сума компенсації втрат ПАТ «ЕК «Одесаобленерго» від здійснення постачання електричної енергії дитячому центру «Молода гвардія» (постанова НКРЕ від 02 квітня 2009 року № 387), грн	Сума компенсації втрат ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ» від здійснення постачання електричної енергії пільговим категоріям споживачів, що проживають/розміщені у зоні проведення антитерористичної операції (постанова НКРЕКП від 29 серпня 2017 року № 1027), грн	Загальна сума компенсації втрат, грн
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	1 629 876 856	43 504 089	29 154 761	4 775 403	1 495 012	0	0	1 708 806 121
2	ПрАТ «ВОЛИНЬОБЛЕНЕРГО»	808 630 390	40 364 966	6 062 332	1 934 740	103 773	0	0	857 096 201
3	ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО»	2 280 518 087	1 284 018 633	59 401 658	9 655 598	1 443 503	0	0	3 635 037 479
4	ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго»	1 570 498 161	66 874 212	11 433 315	6 319 081	-291 035	0	0	1 654 833 734
5	ПрАТ «ЕК «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	1 032 203 307	112 775 759	8 266 065	4 821 323	1 457 850	0	0	1 159 524 304
6	ПрАТ «ЗАКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	1 222 837 727	10 149 344	10 491 173	3 391 172	0	0	0	1 246 869 416
7	ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»	1 418 059 139	204 438 720	24 496 394	5 005 427	67 647	0	0	1 652 067 327
8	ПАТ «Київенерго»	1 848 498 180	11 519 480	45 115 435	10 462 107	-5 875 383	0	0	1 909 719 819
9	ПрАТ «КІІВОБЛЕНЕРГО»	1 972 912 638	124 750 968	99 040 676	8 132 585	121 717	0	0	2 204 958 584
10	ПрАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	990 211 561	24 582 392	17 556 577	2 264 469	121 306	0	0	1 034 736 305
11	ПрАТ «Львівобленерго»	1 629 078 699	86 557 248	11 350 175	10 576 278	688 696	0	0	1 738 251 096
12	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	703 116 941	52 674 604	1 679 132	1 036 695	244 612	0	0	758 751 984
13	ПАТ «Миколаївобленерго»	1 121 622 633	112 269 469	17 963 264	3 377 048	1 102 676	0	0	1 256 335 090
14	ПАТ «Одесаобленерго»	2 562 782 483	49 617 304	53 307 266	8 483 447	-260 770	1 633 755	0	2 675 563 485
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	1 061 083 321	18 793 481	5 557 453	5 105 373	-380 864	0	0	1 090 158 764
16	АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	1 090 927 155	24 642 885	9 840 146	3 850 892	181 268	0	0	1 129 442 346
17	ПрАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»	980 259 446	34 408 244	8 294 714	2 653 244	707 789	0	0	1 026 323 437

№ з/п	Енергопостачальні компанії	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії населенню (постанова НКРЕ від 26 лютого 2001 року № 184), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ від 16 листопада 2006 року № 1487), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії побутовим споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ від 18 січня 2007 року № 27), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії, що використовується для зовнішнього освітлення населених пунктів (постанова НКРЕ від 21 лютого 2008 року № 198), грн	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії міському електричному транспорту за тарифами, установленими на рівні, як для населення (постанова НКРЕ від 26 липня 2007 року № 996), грн	Сума компенсації втрат ПАТ «ЕК «Одесаобленерго» від здійснення постачання електричної енергії дитячому центру «Молода гвардія» (постанова НКРЕ від 02 квітня 2009 року № 387), грн	Сума компенсації втрат ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ» від здійснення постачання електричної енергії пільговим категоріям споживачів, що проживають/розміщені у зоні проведення антитерористичної операції (постанова НКРЕКП від 29 серпня 2017 року № 1027), грн	Загальна сума компенсації втрат, грн
18	ПАТ «Сумиобленерго»	928 370 505	32 360 853	7 019 688	4 281 438	58 374	0	0	972 090 858
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	782 629 537	18 264 423	3 275 221	2 342 704	-43 985	0	0	806 467 900
20	АК «Харківобленерго»	2 205 843 900	95 265 998	22 730 240	9 238 807	1 836 226	0	0	2 334 915 171
21	ПрАТ «ЕК «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО»	1 031 501 947	64 584 562	18 491 209	1 691 604	242 510	0	0	1 116 511 832
22	ПАТ «ЕК «Хмельницькобленерго»	1 092 883 890	45 988 737	18 094 488	4 552 839	-44 496	0	0	1 161 475 458
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	961 352 715	115 564 466	14 500 184	4 490 518	236 294	0	0	1 096 144 177
24	ПрАТ «ЕК «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»	739 362 454	13 156 112	13 203 920	2 749 182	-133 158	0	0	768 338 510
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	900 906 131	8 352 602	8 793 222	3 129 704	204 644	0	0	921 386 303
26	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	13 392 439	2 550 080	26 929	70 860	0	0	0	16 040 308
27	ПрАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»	10 628 330	26 206 891	554 961	0	0	0	0	37 390 182
28	ДП «Регіональні електричні мережі»	8 414 719	74 413 168	63 728	4 282	0	0	0	82 895 897
29	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	39 070 821	1 244 298	237 309	107 374	0	0	0	40 659 802
30	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	19 694 883	868 441	113 509	73 144	0	0	0	20 749 977
31	ПАТ «Укрзалізниця»	176 146 401	19 066 103	3 171 719	187 743	0	0	0	198 571 966
32	ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ»	136 123	282 462 977	0	16 971	101 188	0	15 128	282 732 387
<b>33</b>	<b>Усього:</b>	<b>32 833 451 519</b>	<b>3 102 291 509</b>	<b>529 286 863</b>	<b>124 782 052</b>	<b>3 385 394</b>	<b>1 633 755</b>	<b>15 128</b>	<b>36 594 846 220</b>

### Додаток 2.3.13

Структура заборгованості за категоріями споживачів за спожиту електричну енергію від ПРТ станом на 01.01.2017





### Додаток 2.3.15

Розрахунки за електричну енергію споживачів з ПРТ та енергопостачальних компаній з ОРЕ у 2017 році з урахуванням погашення заборгованості попередніх періодів

Постачальники за регульованим тарифом	Форма № 5-НКРЕ Розрахунки споживачів							Форма № 7-НКРЕ Розрахунки енергопостачальних компаній					
	Заборгованість споживачів на 01.01.17	Вартість електричної енергії	Сплачено споживачами електричної енергії		Заборгованість споживачів на 01.01.18	Списання безнадійної заборгованості	Приріст (+)/знижка (-) заборгованості	Заборгованість енергопостачальних компаній на 01.01.17	Вартість електричної енергії	Сплачено енергопостачальними компаніями		Заборгованість енергопостачальних компаній на 01.01.18	Приріст (+)/знижка(-) заборгованості
			млн грн	%						млн грн	%		
ПАТ "Вінницяобленерго"	182,5	3 996,7	3 959,6	99,1	219,1	0,61	36,5	170,2	2 776,7	2 927,8	105,4	19,0	-151,1
ПрАТ "Волиньобленерго"	102,0	2 278,8	2 247,1	98,6	133,7	0,05	31,7	-1,5	1 692,0	1 712,1	101,2	-21,7	-20,1
ПАТ "ДТЕК Дніпрообленерго"	2 276,3	33 875,4	33 805,5	99,8	2 310,4	35,80	34,1	430,9	31 610,5	31 384,1	99,3	657,3	226,4
ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго"	1 020,4	4 718,7	4 573,2	96,9	1 165,9		145,5	5 823,8	3 948,4	4 274,6	108,3	5 497,6	-326,2
ПрАТ "ЕК "Житомиробленерго"	103,6	3 659,4	3 609,9	98,6	152,9	0,18	49,3	1,8	2 678,9	2 712,6	101,3	-31,9	-33,7
ПрАТ "Закарпаттяобленерго"	154,7	2 908,9	2 857,0	98,2	206,7	0,01	51,9	143,1	1 965,2	1 964,9	100,0	143,4	0,3
ПАТ "Запоріжжяобленерго"	1 219,8	9 507,9	9 535,6	100,3	1 303,1	-110,97	83,2	1 032,3	8 719,4	8 833,8	101,3	917,9	-114,3
ПАТ "Київенерго"	681,5	15 303,8	15 203,0	99,3	782,0	0,39	100,4	14,1	13 868,4	13 658,2	98,5	224,4	210,2
ПрАТ "Київобленерго"	413,1	9 058,1	9 007,4	99,4	461,4	2,38	48,3	-4,1	8 007,8	7 876,7	98,4	127,0	131,1
ПрАТ "Кіровоградобленерго"	110,7	2 611,5	2 597,2	99,5	124,9	0,07	14,2	-1,4	1 819,7	1 848,7	101,6	-30,3	-28,9
ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання"	1 790,4	1 810,3	1 612,0	89,0	1 988,6	0,11	198,2	2 821,4	1 201,6	1 541,4	128,3	2 481,5	-339,8
ПрАТ "Львівобленерго"	134,4	6 397,2	6 375,7	99,7	155,7	0,10	21,4	50,2	5 141,7	5 193,7	101,0	-1,9	-52,0
ПАТ "Миколаївобленерго"	167,5	3 892,4	3 860,9	99,2	198,8	0,20	31,3	346,0	3 098,8	3 223,8	104,0	221,1	-124,9
ПАТ "ЕК Одесаобленерго"	565,7	8 986,8	8 898,8	99,0	624,0	29,79	58,3	626,5	7 150,6	7 255,9	101,5	521,2	-105,3
ПАТ "Полтаваобленерго"	275,0	4 668,3	4 648,6	99,6	294,7		19,7	0,4	3 771,9	3 700,7	98,1	71,6	71,2
ПрАТ "Прикарпаттяобленерго"	114,4	2 970,0	2 918,1	98,3	166,1	0,18	51,7	16,4	2 056,7	2 109,9	102,6	-36,7	-53,1
ПрАТ "Рівнеобленерго"	81,2	2 478,8	2 456,3	99,1	103,5	0,19	22,3	3,3	1 877,9	1 908,3	101,6	-27,1	-30,4
ПАТ "Сумиобленерго"	260,3	2 832,3	2 754,2	97,2	337,5	0,92	77,2	-23,4	1 962,8	1 997,4	101,8	-58,0	-34,6
ВАТ "Тернопільобленерго"	73,3	2 114,5	2 111,7	99,9	76,0	0,03	2,7	14,8	1 565,6	1 624,8	103,8	-44,4	-59,2
АК "Харківобленерго"	1 621,0	9 434,5	8 912,2	94,5	2 143,3	-0,01	522,3	132,4	7 792,5	7 878,9	101,1	46,1	-86,3
ПрАТ "ЕК "Херсонобленерго"	286,0	4 014,4	3 961,9	98,7	318,9	19,69	32,8	172,4	3 214,3	3 314,6	103,1	72,2	-100,2
ПАТ "Хмельницькобленерго"	98,1	2 863,5	2 831,0	98,9	130,6	0,06	32,5	-17,5	2 129,3	2 095,4	98,4	16,4	33,9
ПАТ "Черкасиобленерго"	1 664,8	4 172,7	3 950,5	94,7	1 886,9		222,2	826,0	3 589,5	3 757,3	104,7	658,2	-167,8
ПрАТ "ЕК "Чернівціобленерго"	265,6	2 098,8	2 088,6	99,5	275,7	0,17	10,0	149,9	1 571,5	1 560,1	99,3	161,3	11,5



## Розрахунки за електричну енергію споживачів з ПРТ та енергопостачальних компаній з ОРЕ у 2017 році з урахуванням погашення заборгованості попередніх періодів

ПАТ "Чернігівобленерго"	123,6	2 539,2	2 533,5	99,8	129,3		5,7	-10,0	1 792,4	1 844,1	102,9	-61,7	-51,7
ПрАТ "ДТЕК ПЕМ - Енерговугілля"	1 818,0	1 052,2	2 089,4	198,6	780,9		-1 037,2	2 181,6	961,7	2 089,7	217,3	1 053,7	-1 127,9
ДПЕМ ПрАТ "Атомсервіс"	6,4	125,5	126,7	100,9	5,2		-1,2	2,1	104,7	107,6	102,8	-0,8	-2,9
ТОВ "ДТЕК Високовольтні мережі"	703,6	11 322,5	11 581,9	102,3	444,3		-259,3	303,1	11 259,6	11 078,2	98,4	484,6	181,5
ДП "Регіональні електричні мережі"	10 439,9	2 504,2	970,3	38,7	11 973,8	-0,03	1 534,0	9 897,2	2 263,6	958,4	42,3	11 202,4	1 305,2
ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	4,4	55,8	56,8	101,7	3,4		-1,0	1,1	45,4	46,3	102,0	0,3	-0,9
ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	15,0	90,9	95,7	105,3	10,2		-4,8	3,2	74,0	78,2	105,7	-1,03	-4,2
ПАТ "Українська залізниця"	33,6	8 648,0	8 647,2	100,0	34,4		0,8	-100,8	9 194,9	9 232,1	100,4	-138,0	-37,2
ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПАТ "ЕК "Севастопольенерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Разом</b>	<b>26 806,97</b>	<b>172 992,17</b>	<b>170 877,41</b>	<b>98,78</b>	<b>28 941,83</b>	<b>-20,11</b>	<b>2 134,86</b>	<b>25 005,45</b>	<b>148 908,22</b>	<b>149 790,05</b>	<b>100,59</b>	<b>24 123,62</b>	<b>-881,83</b>

### Додаток 2.3.16

Розрахунки споживачів електричної енергії та структура заборгованості від ПРТ по галузях економіки за 2013 – 2017 роки

Споживачі	Рівень розрахунків					Заборгованість споживачів за спожиту електричну енергію										Приріст (+)/Зниження (-) заборгованості (з урахуванням списання)			
	2013	2014	2015	2016	2017	На 01.01. 2014	Пито ма вага	На 01.01. 2015	Пито ма вага	На 01.01. 2016	Пито ма вага	На 01.01. 2017	Пито ма вага	На 01.01. 2018	Пито ма вага	2014	2015	2016	2017
	%	%	%	%	%	млн грн	%	млн грн	%	млн грн	%	млн грн	%	млн грн	%	млн грн	млн грн	млн грн	млн грн
<b>Усього, у т. ч.:</b>	97,6	93,9	96,1	96,1	98,8	13 504,2	100,0	16 501,0	100,0	20 914,8	100,0	26 807,0	100,0	28 941,8	100,0	2 996,8	4 413,8	5 892,2	2 134,8
<b>Промисловість, у т. ч.:</b>	97,3	92,1	94,6	96,4	97,2	6 345,2	47,0	8 895,7	53,9	11 969,5	57,2	14 410,1	53,8	16 504,2	57,0	2 550,5	3 073,8	2 440,6	2 094,0
вугільна	83,0	61,6	60,1	50,2	66,4	4 967,7	36,8	7 069,3	42,8	8 874,7	42,4	11 063,8	41,3	12 501,4	43,2	2 101,6	1 805,4	2 189,1	1 437,6
металургійна	99,8	96,9	97,9	100,6	99,8	667,3	4,9	776,0	4,7	1 225,3	5,9	897,4	3,3	1 083,1	3,7	108,7	449,3	-328,0	185,8
<b>Залізниця</b>	99,95	99,4	100,1	100,02	100,00	4,2	0,0	8,2	0,05	4,6	0,02	3,5	0,01	3,6	0,01	4,0	-3,5	-1,1	0,0
<b>Сільські господарства</b>	100,0	99,6	100,1	99,8	100,1	57,2	0,4	58,3	0,4	53,0	0,3	56,3	0,2	51,0	0,2	1,1	-5,3	3,4	-5,3
<b>Житлово-комунальні підприємства, у т. ч.:</b>	87,4	84,3	95,3	87,3	105,4	4 169,7	30,9	4 734,3	28,7	5 183,1	24,8	6 753,7	25,2	5 945,6	20,5	564,6	448,8	1 570,6	-808,0
водоканал	79,1	77,5	94,7	77,8	116,8	3 188,0	23,6	3 590,2	21,8	3 841,3	18,4	5 040,7	18,8	4 078,2	14,1	402,2	251,0	1 199,4	-962,5
<b>Організації д/бюджету</b>	100,7	97,8	99,4	98,7	101,3	44,3	0,3	85,4	0,5	106,4	0,5	164,5	0,6	99,0	0,3	41,1	21,0	58,2	-65,5
<b>Організації м/бюджету</b>	99,7	97,6	101,2	99,97	99,97	112,1	0,8	138,9	0,8	99,1	0,5	100,5	0,4	101,8	0,4	26,8	-39,8	1,4	1,3
<b>Населення</b>	100,1	96,1	95,3	94,2	97,8	2 635,0	19,5	2 331,3	14,1	2 971,9	14,2	4 195,9	15,7	4 850,5	16,8	-303,7	640,5	1 224,0	654,7
<b>Інші</b>	100,1	99,1	98,6	98,1	99,2	136,5	1,0	248,8	1,5	527,2	2,5	1 122,4	4,2	1 386,1	4,8	112,2	278,4	595,2	263,7

### Додаток 2.3.17

Кількість звернень побутових споживачів, які звернулись з інформаційних та/або спірних питань до Інформаційно-консультаційних центрів енергопостачальних компаній у 2010 – 2017 роках

Питання, з якими звертались споживачі	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Розрахунки за спожиту електричну енергію, застосування тарифів та надання пільг за спожиту електричну енергію для населення	107480	241335	321815	236351	52324	54341	63302	54233
Отримання, узгодження та виконання технічних умов приєднання до електричних мереж нових або реконструйованих електроустановок	9742	10572	19423	23796	19600	22549	18314	17234
Надійність та якість електропостачання	4138	6247	14442	22172	7454	8739	12414	15303
Переоформлення договору про користування електричною енергією або постачання електричної енергії при зміні власника	5193	5595	8365	7638	9794	8983	12500	8225
Установлення, ремонт або заміна приладів обліку	5653	5384	5808	7272	2664	691	1669	1836
Технічний стан електромереж	1831	1809	3502	5389	1707	1642	2542	2015
Проведення заміни приладів обліку електричної енергії у населення та їх технічної перевірки і експертизи	3061	4073	11724	4632	4854	6062	7926	4509
Відновлення енергопостачання після відключення електроустановок споживача у зв'язку з несплатою заборгованості за спожиту електроенергію	2354	2599	5208	3811	2576	3092	4457	2204
Перехід на розрахунки за тарифом, диференційованим за періодами часу	2153	3218	2936	2379	2852	7747	7002	4334
Установлення договірних величин споживання електричної енергії та потужності, коригування та стягнення плати за перевищення договірних величин споживання	554	366	653	1792	765	691	598	1277
Проведення проектних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт, пов'язаних з виконанням технічних умов	1796	388	1953	1012	379	921	414	336
Скарги на роботу персоналу Компанії	507	391	539	864	432	647	958	712
Взаєморозрахунки між сторонами під час приєднання електроустановок до електричних мереж електропередавальної організації або основного споживача	654	113	114	683	486	483	414	779
Тимчасове користування електричною енергією	198	160	117	419	234	293	572	596
Уведення в експлуатацію новозбудованих електроустановок	403	249	327	313	1753	1050	797	1164
Порядок укладення договорів про спільне використання технологічних мереж та/або технічне забезпечення електропостачання споживача	245	101	117	131	327	280	83	67
Оплата за реактивну електричну енергію	681	38	68	25	41	492	50	13
Порядок та умови включення резервних джерел живлення з метою забезпечення категорійності та надійності електропостачання	71	32	31	22	23	196	273	12
Інші	38 109	33 949	61 334	62 434	26862	23311	22893	24340
<b>Загалом</b>	<b>184 823</b>	<b>316 619</b>	<b>458 476</b>	<b>381 135</b>	<b>135 127</b>	<b>142 210</b>	<b>157 125</b>	<b>139189</b>

**Додаток 2.3.18**

Фактичні значення показників якості надання послуг кол-центрами за 2017 рік

№ з/п	Ліцензіати з постачання електричної енергії за регульованим тарифом	Кількість вхідних дзвінків, на які відповів оператор	Рівень сервісу протягом 30 секунд	Відсоток втрачених дзвінків(без урахування втрачених дзвінків у IVR)	Середній час у черзі дзвінків, сек	Середня кількість дзвінків, оброблених одним оператором (за зміну)
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	272 161	75,0%	42,0%	48,0	106,0
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	186 585	80,3%	4,0%	60,9	81,8
3	ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»	1 454 009	31,6%	19,4%	115,0	122,0
4	ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго»	112 212	42,5%	33,7%	120,0	117,0
5	ПАТ «ЕК «Житомиробленерго»	264 997	95,3%	4,2%	15,0	83,0
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	204 230	46,0%	29,9%	28,0	74,5
7	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	595 432	71,7%	33,6%	26,0	205,0
8	ПАТ «Київенерго»	697 989	22,0%	14,0%	301,0	75,0
9	ПрАТ «Київобленерго»	1 163 736	48,0%	26,0%	105,0	124,0
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	275 312	96,1%	7,0%	20,0	83,0
11	ТОВ «Луганські енергетичне об'єднання» *	40 221	75,9%	4,8%	30,1	46,2
12	ПрАТ «Львівобленерго»	388 792	66,8%	33,2%	37,0	98,0
13	ПАТ «Миколаївобленерго»	506 210	44,0%	3,0%	50,0	174,0
14	ПАТ «ЕК «Одесаобленерго»	848 091	62,1%	12,3%	66,0	138,0
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	369 829	46,3%	19,9%	83,9	116,4
16	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	677 250	67,9%	9,5%	28,9	112,0
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	446 684	70,1%	10,0%	62,0	73,0
18	ПАТ «Сумиобленерго»	386 976	84,8%	39,1%	15,4	130,2
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	294 171	77,4%	18,2%	81,0	61,0
20	АК «Харківобленерго»	269 283	34,0%	48,1%	89,0	55,0
21	ПАТ «ЕК «Херсонобленерго»	398 885	40,9%	14,2%	90,0	126,0
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	680 472	66,0%	0,0%	39,0	161,0
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	291 930	57,1%	34,1%	44,0	96,0
24	ПрАТ «ЕК «Чернівціобленерго»	189 768	70,8%	14,0%	48,0	68,0
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	177 764	64,3%	9,0%	53,9	59,7

\* - дані за 3-й та 4-й квартали 2017-го року

### Додаток 2.3.19

Кількість звернень, прийнятих операторами кол-центрів компаній у 2017 році за тематикою

Код теми	Тема	Підтема	Код підтеми	Кількість дзвінків	Частка, %
T1	Приєднання до мережі	Плата за приєднання	T1.1	3 158	0,03 %
		Час приєднання (порушення встановлених строків)	T1.2	915	0,01 %
		Процедура надання технічних вимог	T1.3	2 043	0,02 %
		Тимчасове підключення	T1.4	128	0,00 %
		Інше	T1.5	82 686	0,7 %
T2	Облік	Зчитування показників лічильника	T2.1	4 370 126	36,75 %
		Робота лічильника	T2.2	40 486	0,34 %
		Дифтарифний обсяг електроенергії	T2.3	46 129	0,39 %
		Експертиза лічильника	T2.4	4 689	0,04 %
		Ремонт лічильника	T2.5	7 510	0,06%
		Заміна лічильника	T2.6	27 800	0,23 %
		Інше	T2.7	182 093	1,53 %
T3	Якість послуг електропостачання	Якість параметрів напруги	T3.1	122 894	1,03 %
		Надійність (безперебійність) електропостачання	T3.2	2 692 152	22,64 %
		Інше	T3.3	129 094	1,09 %
T4	Договір	Зміна договору	T4.1	2 596	0,02 %
		Переоформлення договору	T4.2	21 268	0,18 %
		Неповна інформація у договорі	T4.3	265	0,00 %
		Права споживача на призупинення дії договору	T4.4	38	0,00 %
		Розірвання договору	T4.5	298	0,00 %
		Період оплати	T4.6	292	0,00 %
		Строки підписання договору після подання заяви	T4.7	1 401	0,01 %
		Інше	T4.8	11 614	0,1 %
T5	Активация послуг (подача напруги за заявою споживача)	Початок постачання після зміни власника приміщення	T5.1	626	0,01 %
		Підключення споживача після відключення на певний строк за його заявою	T5.2	2 202	0,02 %
T6	Відключення за несплату рахунків			63 327	0,53 %
T7	Виставлення рахунків	Неправильно виставлений рахунок	T7.1	69 646	0,59 %
		Незрозумілий рахунок	T7.2	300 689	2,53 %
		Заборгованість за рахунком	T7.3	1 846 183	15,53 %
		Інше	T7.4	491 358	4,13 %
T8	Тариф (ціна за електричну енергію)	Зміни тарифу	T8.1	33 797	0,28 %
		Неправильна ціна	T8.2	326	0,00 %
		Блочні тарифи	T8.3	54 446	0,46 %
		Інше	T8.4	16 935	0,14 %
T9	Пільги, субсидії			80 853	0,68 %
T10	Інформація про крадіжки електроенергії			4 212	0,04 %
T11	Скарги на працівників компанії			4 092	0,03 %
T12	Додаткові послуги споживачеві			123 363	1,04 %
T13	Надання іншої довідкової інформації			700 348	5,89 %
T14	Звернення не за адресою та перервані з технічних проблем дзвінки			347 315	2,92 %
<b>Усього</b>				<b>11 889 312</b>	<b>100,00%</b>

**Додаток 2.3.20**

Фактичні значення показників комерційної якості за 2017 рік

№ з/п	Ліцензіати з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами	Кількість наданих послуг (відповідей на звернення), од	Кількість звернень, фактичний термін виконання яких був більший ніж визначений у законодавстві	Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого терміну, %
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	38 311	26	0,1 %
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	8 529	0	0 %
3	ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»	88 481	2 857	3,2 %
4	ПАТ « ДТЕК Донецькобленерго»*	45 559	1	0,0 %
5	ПАТ «ЕК «Житомиробленерго»	15 379	15	0,1 %
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	26 075	1 390	5,3 %
7	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	24 066	316	1,3 %
8	ПАТ «Київенерго»	67 056	6 827	10,1 %
9	ПрАТ «Київобленерго»	34 070	1 129	3,3 %
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	27 203	14	0,1 %
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»*	15 344	4	0,0 %
12	ПрАТ «Львівобленерго»	65 869	917	1,4 %
13	ПАТ «Миколаївобленерго»	13 597	4	0,0 %
14	ПАТ «ЕК «Одесаобленерго»	35 227	179	0,6 %
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	34 715	708	2,0 %
16	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	38 015	444	1,3 %
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	25 587	74	0,3 %
18	ПАТ «Сумиобленерго»	10 424	24	0,2 %
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	11 346	23	0,2 %
20	АК «Харківобленерго»	9 337	8	0,0 %
21	ПАТ «ЕК «Херсонобленерго»	24 808	27	0,1 %
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	17 898	0	0,0 %
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	9 739	3	0,0 %
24	ПрАТ «ЕК «Чернівціобленерго»	20 174	0	0,0 %
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	10 315	20	0,2 %
26	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	416	1	0,2 %
27	ДП «Регіональні електричні мережі»*	78	0	0,0 %
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»*	2	0	0,0 %
29	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	77	0	0,0 %
30	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	68	0	0,0 %
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»*	28	0	0,0 %
32	ПАТ «Укрзалізниця»	2 454	145	5,9 %
33	ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	772	0	0,0 %
34	КП «Міські електричні мережі»	22	0	0,0 %
35	ТОВ «Затоцькі електричні мережі»	15	0	0,0 %
<b>По Україні</b>		<b>721 056</b>	<b>15 156</b>	<b>2,1 %</b>

\* дані без врахування окремих районів Донецької і Луганської областей.

**Додаток 2.3.21**

Фактичні значення показників комерційної якості в Україні за 2017 рік за типами наданих послуг

	Причини звернення	Кількість звернень, шт	Строк виконання послуги відповідно до законодавства	Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого строку %
<b>S1</b>	Надання доступу до електричної мережі	268 447		
<b>S1.1</b>	видача договору про приєднання та технічних умов, у т.ч.:	80 563		
<b>S1.1.1</b>	без необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	31 402	15 робочих днів	0,2 %
<b>S1.1.2</b>	у разі необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	1 337	30 робочих днів	0,0 %
<b>S1.1.3</b>	у для стандартного приєднання (пункт 2.1.2*)	47 824	5 робочих днів	1,1 %
<b>S1.2</b>	підключення електроустановки замовника до електричних мереж	40 946		
<b>S1.2.1</b>	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (стандартне приєднання, пункт 2.1.5**), у т.ч.:	37 085		
<b>S1.2.1.1</b>	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	19 869	5 днів	0,5 %
<b>S1.2.1.2</b>	у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	17 216	10 днів	1,0 %
<b>S1.2.2</b>	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.11**), у т.ч.:	3 634		
<b>S1.2.2.1</b>	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	1 831	5 днів	3,5 %
<b>S1.2.2.2</b>	у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	1 803	10 днів	10,6 %
<b>S1.2.3</b>	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання електроустановок для виробництва електричної енергії, з використанням альтернативних джерел енергії, пункт 4.1.6**), у т.ч.:	227		
<b>S1.2.3.1</b>	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	200		0,0 %
<b>S1.2.3.2</b>	у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	27		0,0 %
<b>S1.3</b>	підключення електроустановок споживача після відключення (пункт 7.12 глави 7**)	8 435	5 робочих днів	2,5 %
<b>S1.4</b>	відновлення електропостачання споживача після усунення порушень і	138 503		

	оплати споживачем заборгованості, витрат на повторне підключення та збитків, завданих енергопостачальнику (пункт 36 ***), у т.ч.:			
<b>S1.4.1</b>	у містах	100 205	3 робочих дні	1,0 %
<b>S1.4.2</b>	у сільській місцевості	38 298	5 робочих днів	1,0 %
<b>S2</b>	Надання на розгляд проекту договору, у т.ч.:	307 542		
<b>S2.1</b>	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю до 150 кВт (пункт 5.3 глави 5**)	28 735	7 робочих днів	2,0 %
<b>S2.2</b>	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю 150 кВт та більше (пункт 5.3 глави 5**)	2 372	14 робочих днів	1,3 %
<b>S2.3</b>	про користування електричною енергією для побутових споживачів (пункт 3***)	276 435	10 робочих днів	1,4 %
<b>S3</b>	Перевірка рахунків за спожиту електроенергію та розрахункових засобів обліку	40 307		
<b>S3.1</b>	перевірка рахунків за спожиту електроенергію та розрахункових засобів обліку (пункт 6.36 глава 6**), у т.ч.:	12 499		
<b>S3.1.1</b>	перевірка рахунків на оплату електроенергії для споживачів (крім населення)	683	5 робочих днів	1,3 %
<b>S3.1.2</b>	технічна перевірка розрахункових засобів обліку (крім населення)	11 816	20 днів	2,8 %
<b>S3.2</b>	перевірка рахунків на оплату електроенергії для населення (пункт 29****)	27 808	5 днів	0,5 %
<b>S4</b>	Вимірювання показників якості електричної енергії при їх відхиленні від договірних значень та оформлення двостороннього акта про якість електричної енергії (пункт 6.47 глава 6**)	86	2 дні	0,0 %
<b>S5</b>	Оформлення акта-претензій щодо порушення умов договору	70		
<b>S5.1</b>	прибуття представника компанії для складання акта-претензії щодо порушення умов договору (пункт 50***):	57		
<b>S5.1.1</b>	у містах	45	3 дні	0,0 %
<b>S5.1.2</b>	у сільській місцевості	12	7 днів	0,0 %
<b>S5.2</b>	усунення недоліків зазначених в акті-претензії або надання обґрунтованої відмови (пункт 51****)	13	10 днів	0,0 %
<b>S6</b>	Письмове звернення громадян(ина) (стаття 20****)	57 311	місяць	0,3 %
<b>S6.1</b>	скарги щодо якості надання послуг, у т.ч.:	21 319		
<b>S6.1.1</b>	скарги щодо якості електроенергії	8 270	місяць	0,2 %
<b>S6.1.2</b>	скарги щодо перерв в електропостачанні	4 485	місяць	0,1 %
<b>S6.1.3</b>	скарги щодо якості обслуговування споживачів	8 564	місяць	0,1 %
<b>S7</b>	Проведення експертизи приладу обліку (пункт 16****)	3 685	20 днів	3,2 %
<b>S8</b>	Приведення вузла обліку до вимог нормативно-технічних документів та	43 608		



	законодавства (пункт 12***), у т.ч.			
<b>S8.1</b>	у містах	33 854	3 дні	17,1%
<b>S8.2</b>	у сільській місцевості	9 754	5 днів	11,9%
<b>Всього</b>		<b>721 056</b>		<b>2,1%</b>

\* Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює регулювання у сфері енергетики, від 17 січня 2013 року №32, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 08 лютого 2013 року за № 236/22768

\*\* Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою НКРЕ від 17 січня 2013 року № 32, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 08 лютого 2013 року за № 236/22768

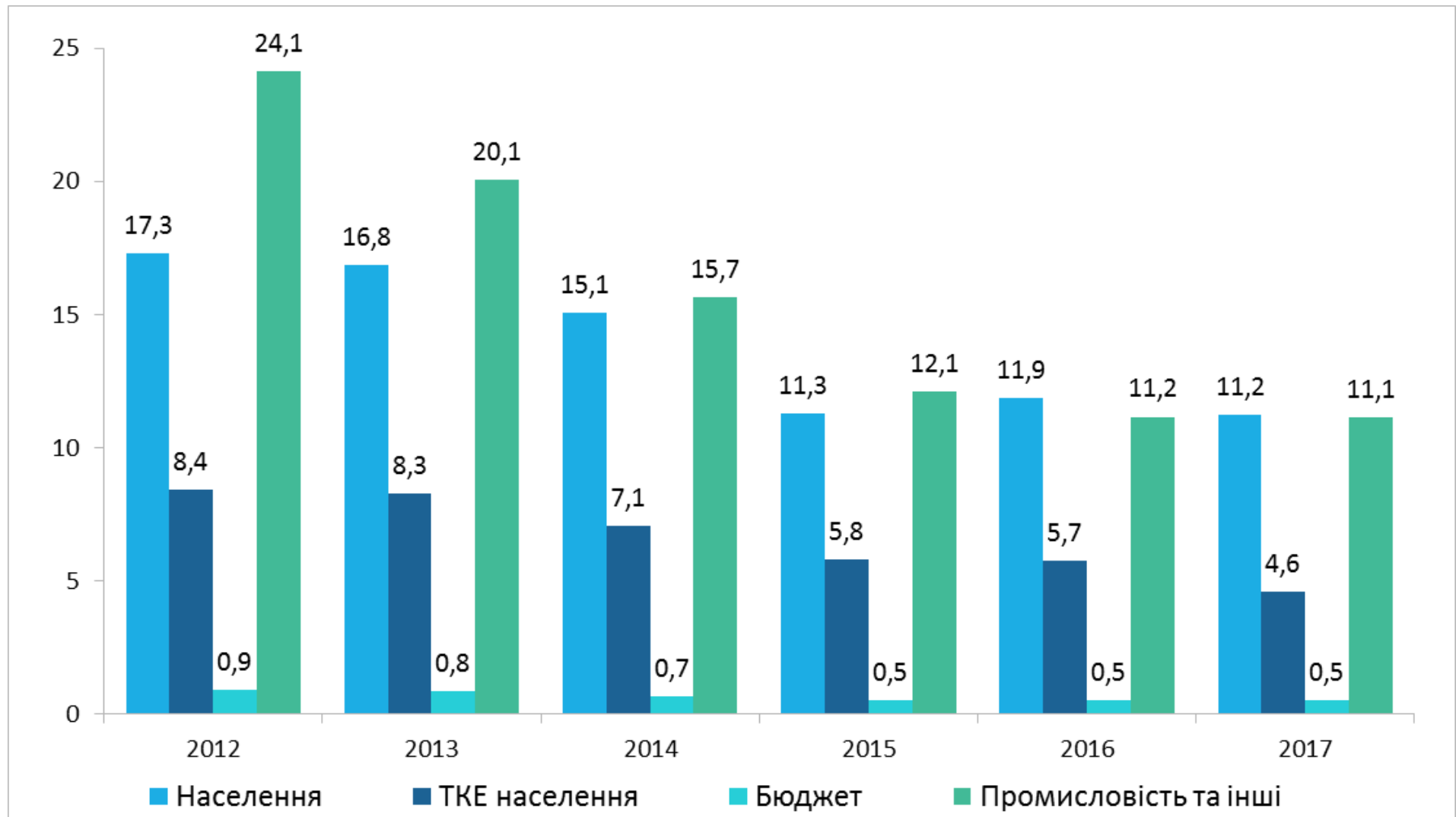
\*\*\* Правила користування електричною енергією, затверджені постановою НКРЕ від 31 липня 1996 року № 28, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442

\*\*\*\* Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1999 року № 1357.

\*\*\*\*\* Закон України «Про звернення громадян».

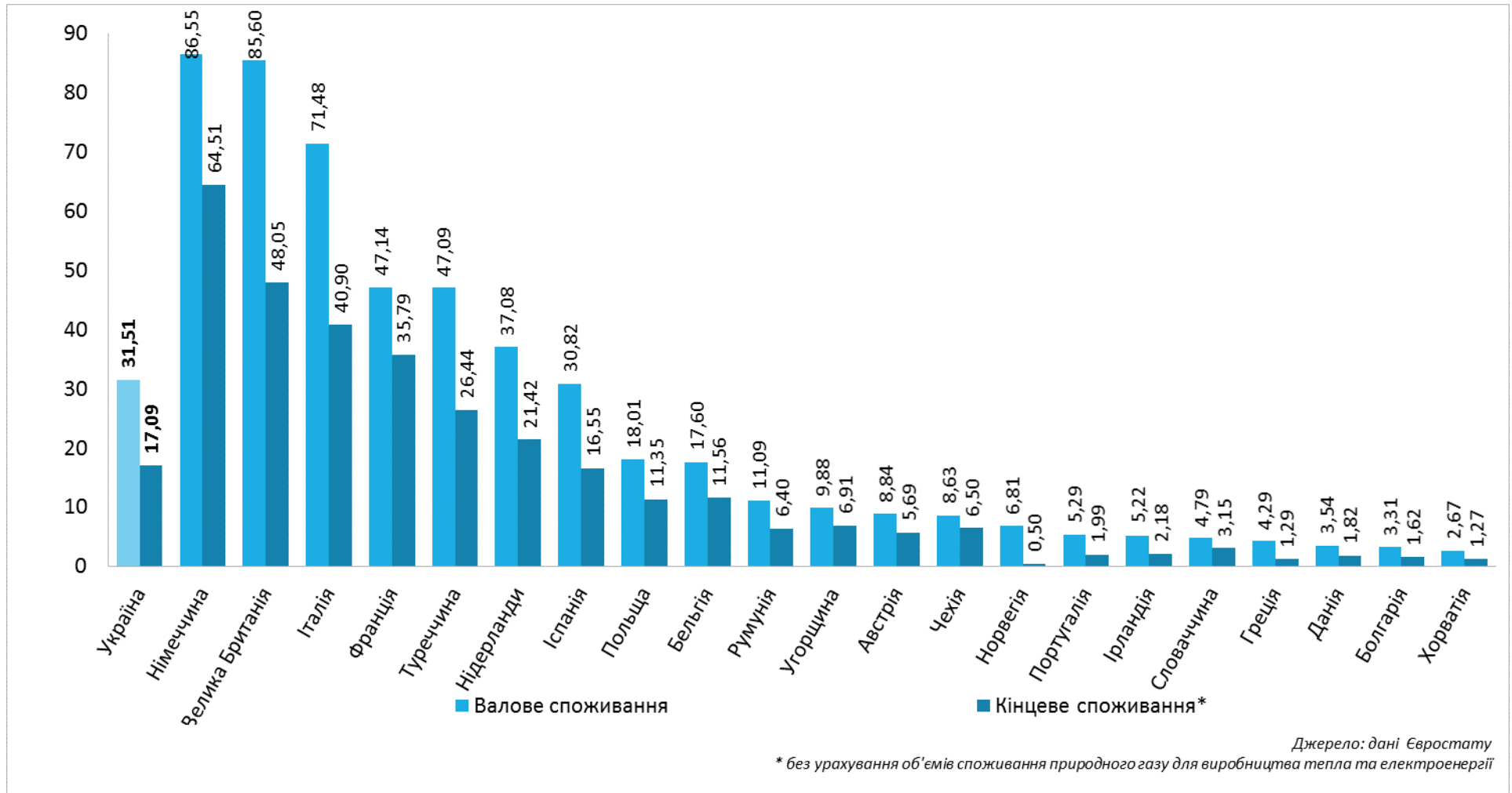
### Додаток 3.1.1

Обсяги споживання природного газу в розрізі категорій споживачів у 2012 – 2017 роках, млрд м<sup>3</sup>



### Додаток 3.1.2

Обсяги валового та кінцевого споживання\* природного газу за 2016 рік в Україні та країнах ЄС, млрд м<sup>3</sup>



### Додаток 3.1.3

Інформація щодо структури власності операторів газорозподільних систем, %

Назва компанії	Структура власності Оператора ГРМ (акції (частки, паї))	державна*	приватна	комунальна
Вінницягаз	100,00	25,00	75,00	–
Волиньгаз	100,00	–	100,00	–
Гадячгаз	100,00	25,00	75,00	–
Дніпрогаз	100,00	–	100,00	–
Дніпропетровськгаз	100,00	25,00	75,00	–
Донецькобл	100,00	38,28	61,72	–
Житомиргаз	100,00	–	100,00	–
Закарпатгаз	100,00	–	100,00	–
Запоріжгаз	100,00	25,00	75,00	–
Івано-Франківськгаз	100,00	25,00	75,00	–
Київгаз	100,00	–	71,55	28,45
Київоблгаз	100,00	25,00	75,00	–
Кіровоградгаз	100,00	51,00	49,00	–
Коростишівгаз	100,00	22,55	77,45	–
Кременецьке УПРГ	100,00	100,00	–	–
Кременчукгаз	100,00	25,00	75,00	–
Криворіжгаз	100,00	–	100,00	–
Луганськгаз	100,00	25,00	75,00	–
Львівгаз	100,00	25,00	75,00	–
Маріупольгаз	100,00	–	100,00	–
Мелітопольгаз	100,00	25,00	75,00	–
Миколаївгаз	100,00	25,00	75,00	–
Монтажник	100,00	–	100,00	–
Одесагаз	100,00	–	100,00	–
Полтавагаз	100,00	25,00	75,00	–
Рівнегаз	100,00	25,00	75,00	–
Сірка	100,00	100,00	–	–
Сумигаз	100,00	25,00	75,00	–
Тернопільгаз	100,00	25,00	75,00	–
Тернопільміськгаз	100,00	25,00	75,00	–
Тисменицягаз	100,00	25,00	75,00	–
Уманьгаз	100,00	25,00	75,00	–
Харківгаз	100,00	–	100,00	–
Харківміськгаз	100,00	–	100,00	–
Херсонгаз	100,00	–	100,00	–
Хмельницькгаз	100,00	25,00	75,00	–
Черкасигаз	100,00	–	100,00	–
Чернівцігаз	100,00	–	100,00	–
Чернігівгаз	100,00	25,00	75,00	–
Шепетівкагаз	100,00	25,00	75,00	–

\* з урахуванням акцій (часток, паїв) у власності НАК «Нафтогаз України».

### Додаток 3.1.4

Інформація щодо протяжності газорозподільних систем, які знаходяться у власності, експлуатації, господарському віданні та користуванні операторів ГРМ, тис. км

Оператори ГРМ	Протяжність, усього	Державна власність	Комунальна власність	Власність оператора ГРМ	Інше
Вінницязгаз	14 301,71	5 947,26	5 637,91	2 679,97	36,57
Волиньгаз	7 304,08	6 268,01	753,18	228,85	54,03
Гадячгаз	1 256,69	267,20	445,30	4,30	539,89
Газпостачсервіс	138,92	0,00	118,95	16,06	3,91
Газовик	260,71	0,00	0,00	0,00	260,71
Дніпрогаз	2 905,25	2 723,63	93,70	87,92	0,00
Дніпропетровськгаз	14 133,86	12 351,34	1 436,39	334,15	11,98
Донецькоблгаз	11 397,33	10 163,91	302,13	21,00	910,29
ДП Монтажник	207,87	0,00	0,00	3,59	204,28
Житомиргаз	9 772,63	8 226,98	1 048,58	65,08	432,00
Закарпатгаз	7 462,08	3 725,26	1 664,39	131,77	1 940,67
Запоріжгаз	7 751,00	5 887,00	316,00	138,00	1 410,00
Івано-Франківськгаз	15 236,50	8 949,44	22,26	2 090,89	4 173,90
Київгаз	2 095,88	0,00	1 874,95	220,93	0,00
Київоблгаз	23 412,02	12 462,21	10 696,26	253,55	0,00
Коростишівгаз	207,06	119,38	0,00	0,00	87,68
Кременецьке УПРГ	739,90	739,90	0,00	0,00	0,00
Кременчукгаз	2 915,97	668,79	0,00	68,87	2 178,31
Криворіжгаз	2 325,49	1 532,96	773,73	18,80	0,00
Кіровоградгаз	4 814,33	4 736,12	0,00	64,65	13,56
Лубнигаз	2 570,00	2 472,66	45,02	52,32	0,00
Луганськгаз	7 239,42	6 733,76	19,15	260,91	225,60
Львівгаз	18 306,27	17 258,39	623,65	380,61	43,62
Маріупольгаз	1 730,46	1 730,46	0,00	0,00	0,00
Мелітопольгаз	1 434,05	1 332,90	13,60	0,00	87,55
Миколаївгаз	6 254,50	3 972,81	770,64	1 472,41	38,65
Одесагаз	10 389,45	1 217,23	1 589,35	6 577,75	1 005,11
Полтавагаз	12 720,31	12 425,79	0,00	227,89	66,63
Рівнегаз	8 397,29	4 819,12	3 194,07	384,10	0,00
Сірка	10,79	10,79	0,00	0,00	0,00
Спектргаз	11,08	0,00	0,00	8,87	2,22
Сумигаз	9 693,15	6 776,82	2 498,92	83,49	333,91
Тернопільгаз	10 225,63	10 154,20	0,00	71,43	0,00
Тернопільміськгаз	898,49	898,49	0,00	0,00	0,00
Тисменицягаз	948,11	585,52	15,02	11,88	335,70
Уманьгаз	1 816,61	1 499,60	0,00	317,01	0,00
Харківгаз	12 267,58	6 796,28	1 160,72	4 310,58	0,00
Харківміськгаз	5 303,57	2 388,32	0,00	135,67	2 779,58
Херсонгаз	5 395,74	1 474,44	2 951,90	53,98	915,42
Хмельницькгаз	17 781,47	5 553,69	8 451,29	1 200,99	2 575,49
Черкасигаз	11 088,91	10 944,76	0,00	13,83	130,32
Чернівцігаз	7 194,08	3 542,11	3 388,59	62,04	201,34
Чернігівгаз	10 850,70	10 159,11	280,07	109,59	301,93
Шепетівкагаз	612,51	75,89	0,00	4,80	531,81
<b>Усього</b>	<b>291 779,43</b>	<b>197 592,53</b>	<b>50 185,71</b>	<b>22 168,52</b>	<b>21 832,66</b>

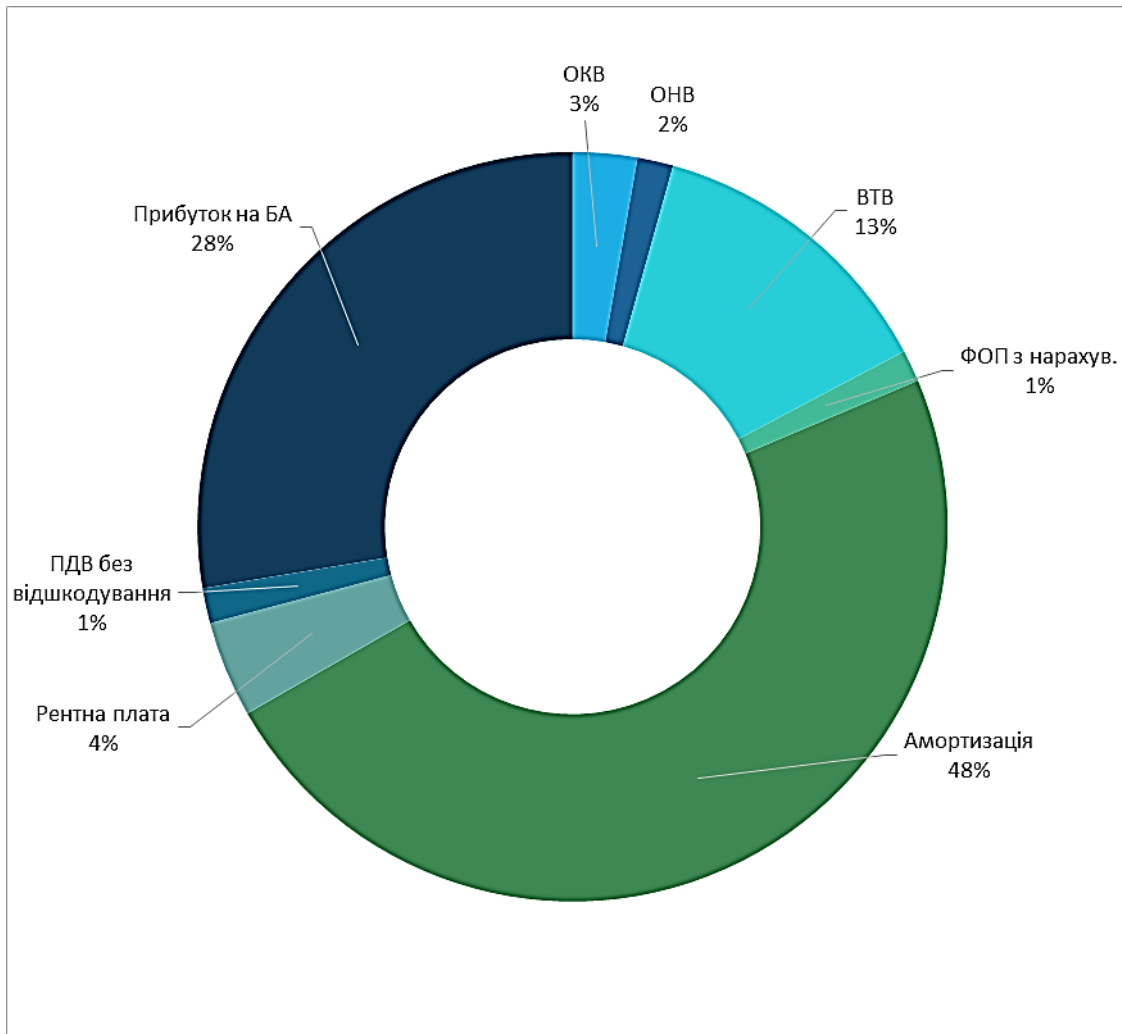
### Додаток 3.2.1

Тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу з газотранспортної системи, розташованих на державному кордоні України, та норми забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормативних витрат природного газу для точок виходу ПАТ «Укртрансгаз»

№ з/п	Назва точки входу в газотранспортну систему України/точки виходу з газотранспортної системи України	Тариф для точки входу	Тариф для точки виходу	Норми забезпечення витрат газу на виробничо-технологічні витрати та нормативні втрати природного газу для точок виходу
		дол. США за 1000 м <sup>3</sup> без ПДВ	дол. США за 1000 м <sup>3</sup> без ПДВ	відсотки
1	Ананьїв	-	16,74	1,73 %
2	Берегдароць	12,47	-	-
3	Берегове	-	31,03	2,58 %
4	Будінце	12,47	-	-
5	Валуйки	12,47	-	-
6	Германовичі	12,47	-	-
7	Гребеники (АТІ)	-	16,74	1,73 %
8	Гребеники (ШДКРІ)	-	21,33	2,01 %
9	Дроздовичі	-	25,73	1,91 %
10	Кобрин	12,47	-	-
11	Мозир	12,47	-	-
12	Олексіївка	-	32,16	2,65 %
13	Орлівка	-	23,12	2,11 %
14	Писарівка 1400	12,47	-	-
15	Суджа 1200	12,47	-	-
16	Суджа 1400	12,47	-	-
17	Текове	-	28,99	2,46 %
18	Ужгород	-	32,8	2,69 %
19	Устилуг	12,47	25,73	1,91 %

### Додаток 3.2.1.1

Структура доходу ПАТ «Укртрансгаз» при переході на стимулююче тарифоутворення, прийнятого до розрахунку діючих тарифів для точок входу і точок виходу



**Додаток 3.2.2**

Тарифи на послуги транспортування та розподілу природного газу, що діяли протягом 2017 року

№	Назва підприємства	Тариф на послуги розподілу природного газу, грн. за 1000 м <sup>3</sup> без ПДВ	Тариф на транспортування природного газу магістральними трубопроводами ПАТ "Укртрансгаз" відповідно до території ліцензованої діяльності газорозподільних підприємств грн. за 1000 м <sup>3</sup> без ПДВ
1	ПАТ "Вінницягаз"	685,10	47,60
2	ПАТ "Волиньгаз"	713,50	19,20
3	ПАТ "Гадячгаз"	541,60	191,10
4	ПАТ "Дніпрогаз"	466,20	266,50
5	ПАТ "Дніпропетровськгаз"	580,60	152,10
6	ПАТ "Донецькоблгаз"	522,60	210,10
7	ПАТ "Житомиргаз"	634,90	97,80
8	ПАТ "Закарпатгаз"	711,50	21,20
9	ПАТ "Запоріжгаз"	430,20	302,50
10	ПАТ "Івано-Франківськгаз"	713,10	19,60
11	ПАТ "Київгаз"	211,90	520,80
12	ПАТ "Київоблгаз"	567,20	165,50
13	ВАТ "Кіровоградгаз"	613,30	119,40
14	ПАТ "Коростишівгаз"	328,80	403,90
15	ПАТ "Кременчукгаз"	220,20	512,50
16	ПАТ "Криворіжгаз"	295,80	436,90
17	ПАТ "Лубнигаз"	699,20	33,50
18	ПАТ "Львівгаз"	722,10	10,60
19	ПАТ "Макіївкагаз"	708,10	24,60
20	ПАТ "Маріупольгаз"	571,60	161,10
21	ПАТ "Мелітопольгаз"	669,20	63,50
22	ПАТ "Миколаївгаз"	730,50	2,20
23	ПАТ "Одесагаз"	369,10	363,60
24	ПАТ "Полтавагаз"	674,40	58,30
25	ПАТ "Рівнегаз"	725,50	7,20
26	ПАТ "Сумигаз"	540,60	192,10
27	ПАТ "Тернопільгаз"	631,90	100,80
28	ПАТ "Тернопільміськийгаз"	355,80	376,90
29	ПАТ "Тисменицягаз"	710,50	22,20
30	ПАТ "Уманьгаз"	558,50	174,20
31	ПАТ "Харківгаз"	721,10	11,60
32	ПАТ "Харківміськийгаз"	269,10	463,60
33	ПАТ "Херсонгаз"	600,20	132,50
34	ПАТ "Хмельницькгаз"	595,20	137,50



35	ПАТ "Черкасигаз"	316,50	416,20
36	ПАТ "Чернівцігаз"	723,70	9,00
37	ПАТ "Чернігівгаз"	627,50	105,20
38	ПАТ "Шепетівкагаз"	459,60	273,10
39	ДГХП "Сірка"	720,00	12,70
40	ДП "Монтажник"	724,00	8,70
41	ТОВ "Газовик"	726,90	5,80
42	ТОВ "Газпостачсервіс"	679,90	52,80
43	ДП "Кременецьке УПРГ"	724,10	8,60
44	ТОВ "Спектргаз"	151,10	581,60

**Додаток 3.2.3**

Тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами ПАТ «Укртрансфата», що діяли протягом 2017 року

№ з/п	Маршрут	Тариф (без ПДВ), грн за 1 т нетто
		з 25.12.2016
1	32км Держкордон з Білоруссю - НПК "Галичина"	112,6
2	32км Держкордон з Білоруссю - НПК "Нафтохімік Прикарпаття"	123,2
3	32км Держкордон з Білоруссю - Одеський НПЗ	201,9
4	НПС "Долина" - НПК "Галичина"	101,6
5	НПС "Долина" - НПК "Нафтохімік Прикарпаття"	28,8
6	НПС "Гнідинці" - Кременчуцький НПЗ	52,2
7	НПС "Гнідинці" - Одеський НПЗ	144,8
8	ЛВДС "Глинсько - Розбишівська" - Кременчуцький НПЗ	41,1
9	ЛВДС "Глинсько - Розбишівська" - НПС "Гнідинці"	26,4
10	ЛВДС "Глинсько - Розбишівська" - Одеський НПЗ	133,4
11	н/н "М.Павлівка" - Кременчуцький НПЗ	53,4
12	н/н "М.Павлівка" - Одеський НПЗ	146
13	МНТ "Південний" - НПК "Галичина"	166,8
14	МНТ "Південний" - НПК "Нафтохімік Прикарпаття"	177,4
15	МНТ "Південний" - Кременчуцький НПЗ	101,3
16	ПЗД "Одеса" - Кременчуцький НПЗ	107,9
17	ПЗД "Одеса" - НПК "Галичина"	160,1
18	ПЗД "Одеса" - НПК "Нафтохімік Прикарпаття"	169,1

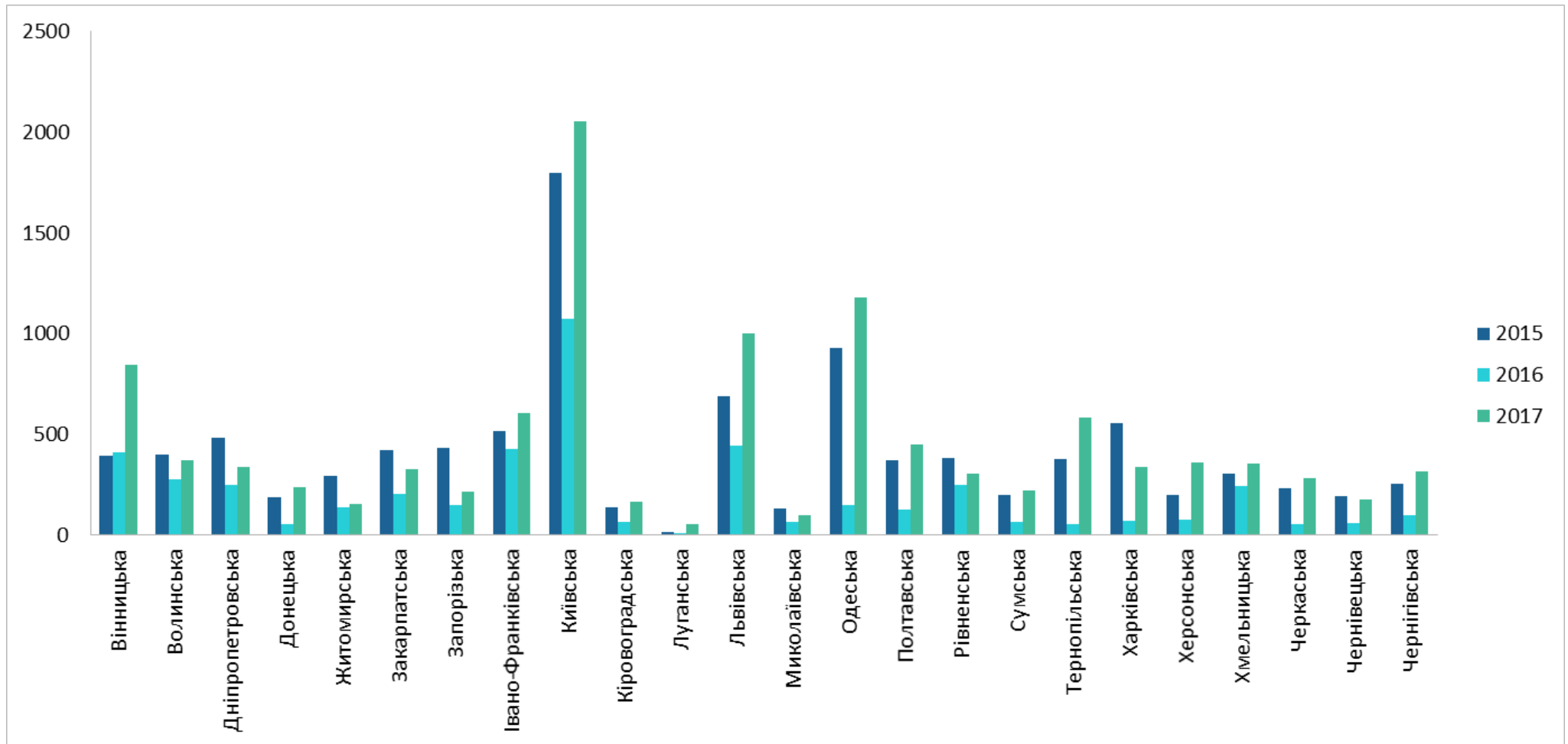
**Додаток 3.2.4**

Тарифи на транспортування аміаку магістральними трубопроводами для  
УДП «Укрхімтрансаміак», що діяли протягом 2017 року

№ з/п	Маршрут	Тариф (без ПДВ), грн за 1 т нетто	у тому числі	
			транспортування	налив
1	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 10	12,3	9,55	2,75
2	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 27	14,9	12,15	2,75
3	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 26	17,6	14,85	2,75
4	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 9	20,1	17,35	2,75
5	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 28	16,6	13,85	2,75
6	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 11	19,3	16,55	2,75
7	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 29	24,4	21,65	2,75
8	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 12	27,2	24,45	2,75
9	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 30	28,8	26,05	2,75
10	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 31	31,3	28,55	2,75
11	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 13	33,1	30,35	2,75
12	ВАТ "Концерн Стирол" - РС 33	37,4	34,65	2,75
13	ВАТ "Концерн Стирол" - Одеський припортовий завод	35,9	35,9	0
14	Кордон Росія - ВАТ "Концерн Стирол"	21,7	18,95	2,75
15	Кордон Росія - РС-9	4,3	1,55	2,75
16	Кордон Росія - РС-26	6,8	4,05	2,75
17	Кордон Росія - РС-27	9,6	6,85	2,75
18	Кордон Росія - РС-10	12,1	9,35	2,75
19	Кордон Росія - РС-28	16,5	13,75	2,75
20	Кордон Росія - РС-11	19,2	16,45	2,75
21	Кордон Росія - РС-29	24,3	21,55	2,75
22	Кордон Росія - РС-12	27,1	24,35	2,75
23	Кордон Росія - РС-30	28,7	25,95	2,75
24	Кордон Росія - РС-31	31,2	28,45	2,75
25	Кордон Росія - РС-13	32,9	30,15	2,75
26	Кордон Росія - РС-33	37,3	34,55	2,75

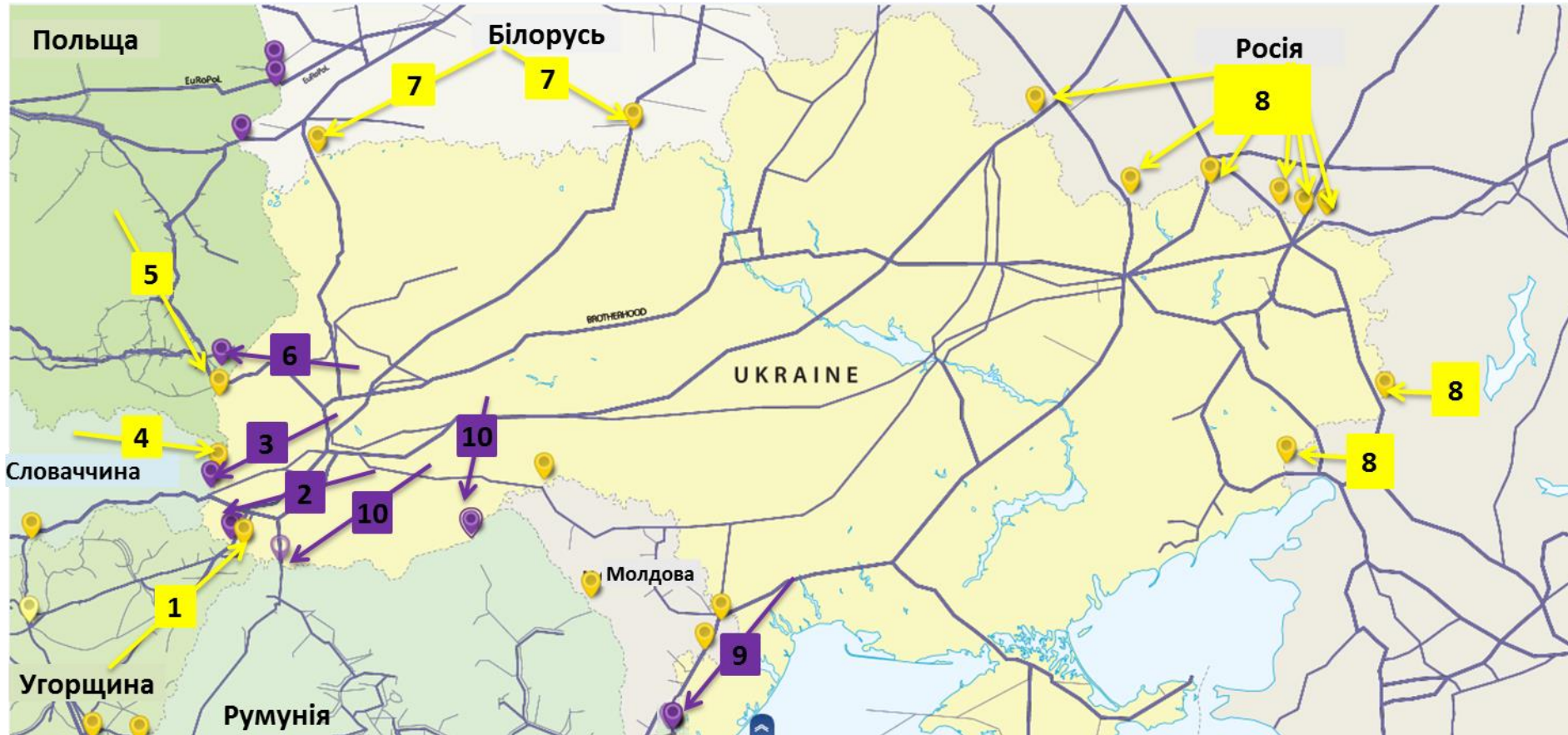
### Додаток 3.2.5

Кількість нових приєднань до газорозподільних мереж України протягом 2015 – 2017 років у розрізі областей України



### Додаток 3.3.1

Точки входу/виходу на міждержавних з'єднаннях газотранспортної системи України



- 1 - Берегдароц (Угорщина - Україна);
- 2 - Берегово (Україна - Угорщина);
- 3 - Ужгород (Україна - Словаччина);
- 4 - Будінце (Словаччина - Україна);

- 5 - Германовичі (Польща - Україна);
- 6 - Дроздовичі (Україна - Польща);
- 7 - Білорусь - Україна (в цілому);
- 8 - Росія - Україна (в цілому);

- 9 - Ісакча - Орловка (Україна - Румунія, у тому числі транзитний трубопровід до Турції та Болгарії);
- 10 - Текове-Медіашу Ауріт (Україна - Румунія).

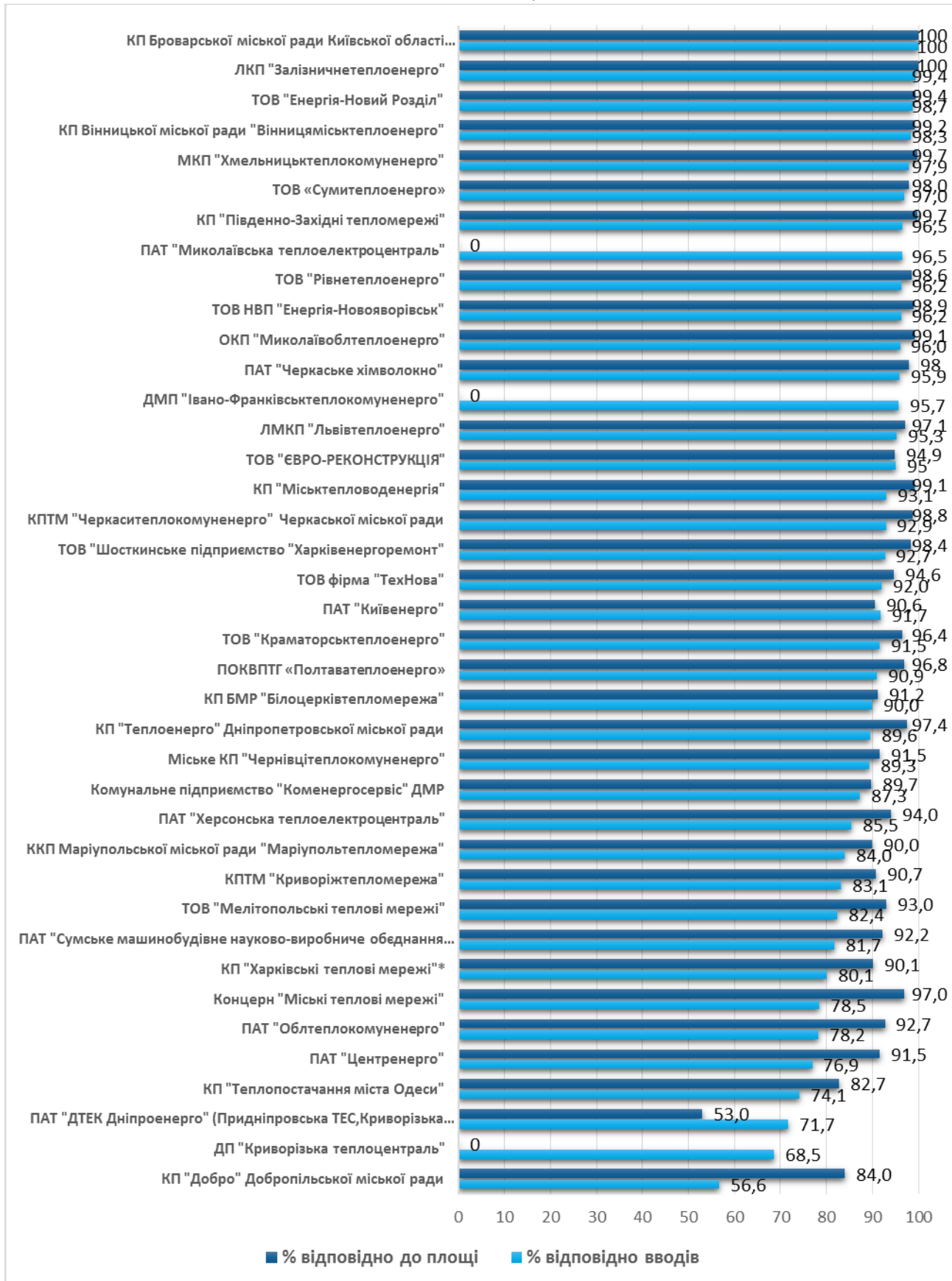
### Додаток 3.3.2

Перелік постачальників природного газу, на яких покладено спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям (крім обсягів, що використовуються для провадження їх виробничо-комерційної діяльності), до зміни постачальника природного газу

Територія ліцензованої діяльності з розподілу природного газу	Найменування постачальника природного газу на території ліцензованої діяльності з розподілу природного газу
ПАТ "Вінницягаз"	ТОВ "Вінницягаз збут"
ПАТ "Волиньгаз"	ТОВ "Волиньгаз збут"
ПАТ "Гадячгаз"	ТОВ "Кременчукгаз-постачання"
ПАТ "Дніпрогаз"	ТОВ "Дніпропетровськгаз збут"
ПАТ "Дніпропетровськгаз"	ТОВ "Дніпропетровськгаз збут"
ПАТ "Донецькміськгаз"	ПАТ "Донецькміськгаз"
ПАТ "Донецькоблгаз"	ПАТ "Донецькоблгаз"
ПАТ "Житомиргаз"	ТОВ "Житомиргаз збут"
ПАТ "Закарпатгаз"	ТОВ "Закарпатгаз збут"
ПАТ "Запоріжгаз"	ТОВ "Запоріжгаз збут"
ПАТ "Івано-Франківськгаз"	ТОВ "Івано-Франківськгаз збут"
ПАТ "Київгаз"	Дочірнє підприємство "КиївгазЕнерджи" ПАТ "Київгаз"
ПАТ "Київоблгаз"	ТОВ "Київоблгаз збут"
ВАТ "Кіровоградгаз"	Дочірнє підприємство "Центргаз" ВАТ "Кіровоградгаз"
ПАТ "Коростишівгаз"	ТОВ "Поліссягаз"
ПАТ "Кременчукгаз"	ТОВ "Кременчукгаз-постачання"
ПАТ "Криворіжгаз"	ТОВ "Дніпропетровськгаз збут"
ПАТ "Лубнигаз"	ТОВ "Торговий дім "Лубнигаз"
ПАТ "Луганськгаз"	ПАТ "Луганськгаз"
ПАТ "Львівгаз"	ТОВ "Львівгаз збут"
ПрАТ "Макіївкагаз"	ПАТ "Макіївкагаз"
ПАТ "Маріупольгаз"	ТОВ "Азовгаз"
ПАТ "Мелітопольгаз"	Дочірнє підприємство "Газ Мелітополя" ПАТ "Мелітопольгаз"
ПАТ "Миколаївгаз"	ТОВ "Миколаївгаз збут"
ПАТ "Одесагаз"	ТОВ "Одесагаз-постачання"
ПАТ "Полтавагаз"	ТОВ "Полтавагаз збут"
ПАТ "Рівнегаз"	ТОВ "Рівнегаз збут"
ПАТ "Сумигаз"	ТОВ "Сумигаз збут"
ПАТ "Тернопільгаз"	ТОВ "Тернопільоблгаз"
ПАТ "Тернопільміськгаз"	Дочірнє підприємство "Газпостач" ПАТ "Тернопільміськгаз"
ПАТ "Тисменицягаз"	ТОВ "Івано-Франківськгаз збут"
ПАТ "Уманьгаз"	ТОВ "Уманьгаз збут"
ПАТ "Харківгаз"	ТОВ "Харківгаз збут"
ПАТ "Харківміськгаз"	ТОВ "Харківгаз збут"
ПАТ "Херсонгаз"	ТОВ "Херсонрегіонгаз"
ПАТ "Хмельницькгаз"	ТОВ "Хмельницькгаз збут"
ПАТ "Черкасигаз"	ТОВ "Черкасигаз збут"
ПАТ "Чернівцігаз"	ТОВ "Чернівцігаз збут"
ПАТ "Чернігівгаз"	ТОВ "Чернігівгаз збут"
ПАТ "Шепетівкагаз"	Дочірнє підприємство "Шепетівкагаз" ПАТ "Шепетівкагаз"
Дочірнє підприємство "Монтажник" ТОВ "Кристал"	Дочірнє підприємство "Монтажник" ТОВ "Кристал"
ТОВ "Газовик"	ТОВ "Газовик"
ТОВ "Газпостачсервіс"	ТОВ "Газпостачсервіс"
Державне підприємство "Кременецьке управління постачання та реалізації газу"	Державне підприємство "Кременецьке управління постачання та реалізації газу"

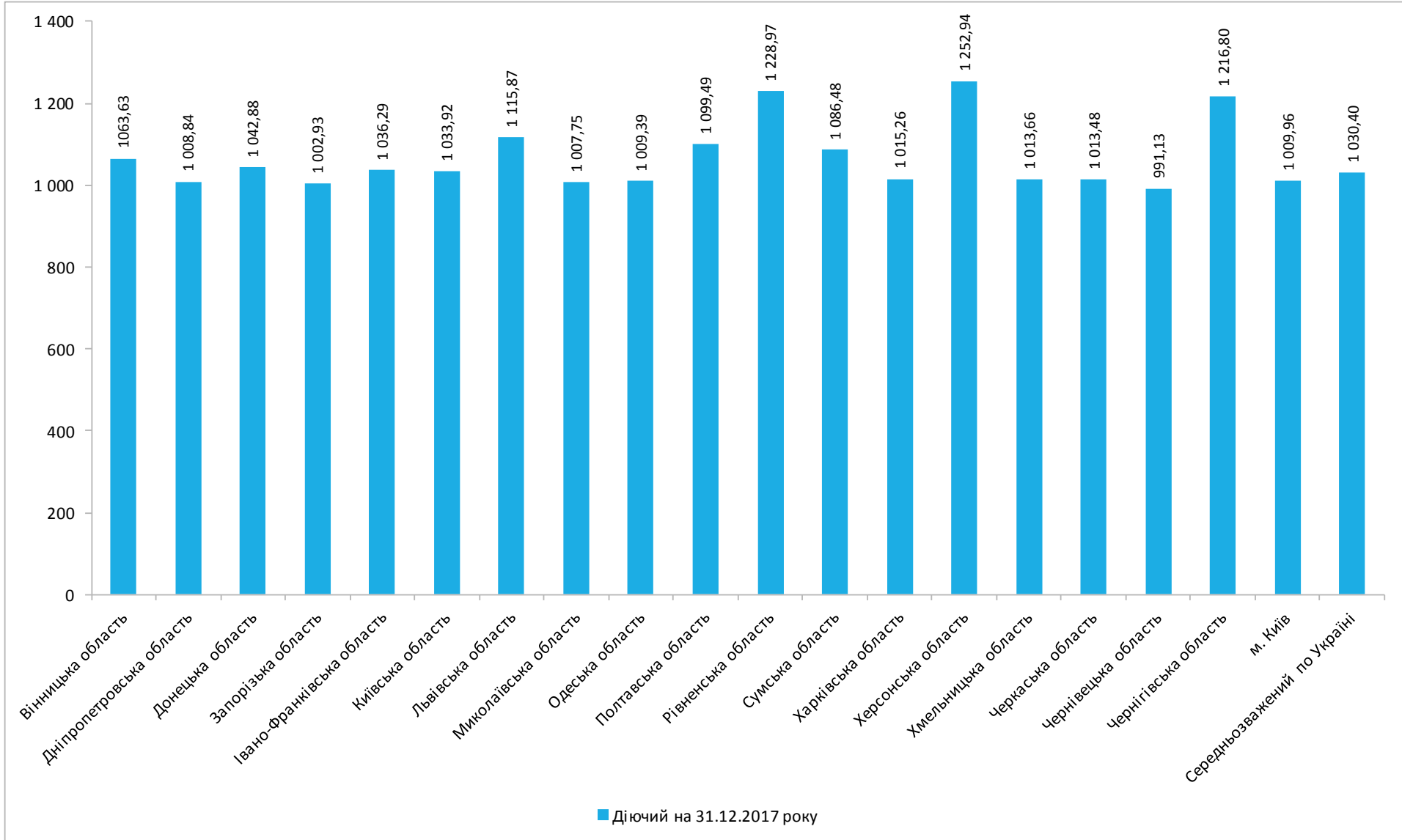
### Додаток 4.1.1

Стан оснащення приладами обліку житлових будинків у розрізі ліцензіатів НКРЕКП станом на 01.01.2018, %



### Додаток 4.1.2

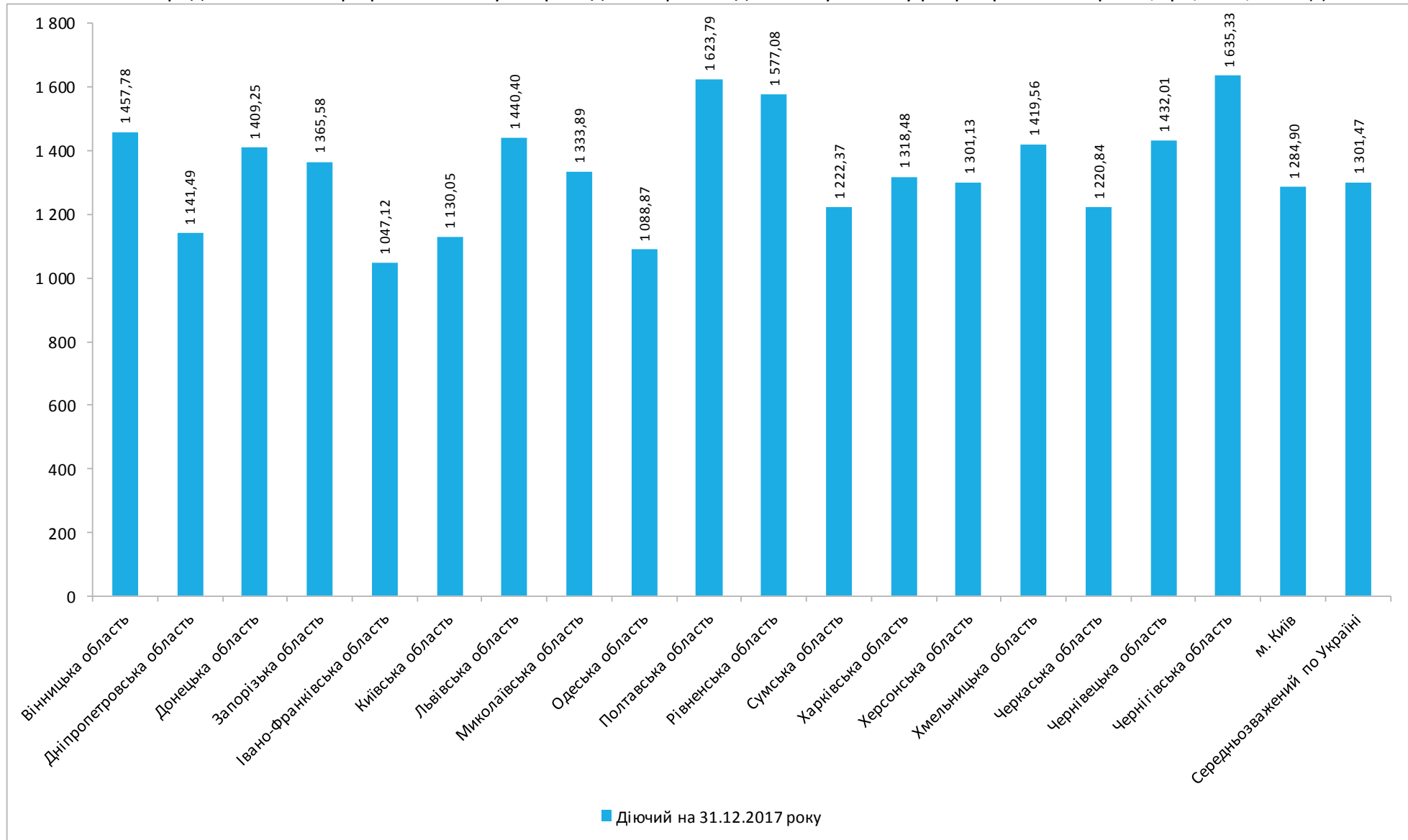
Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб населення у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ





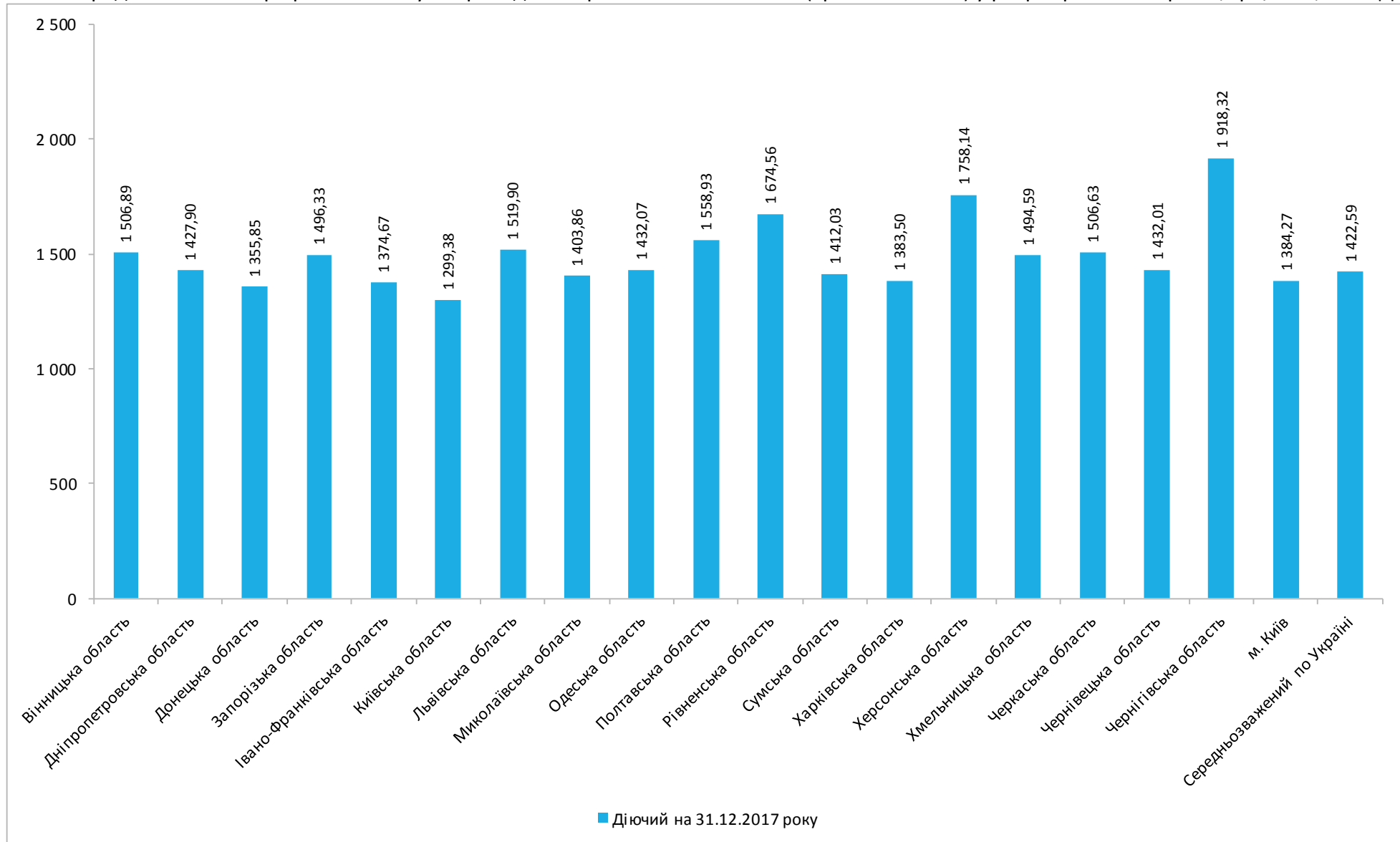
### Додаток 4.1.3

Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб бюджетних установ у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ



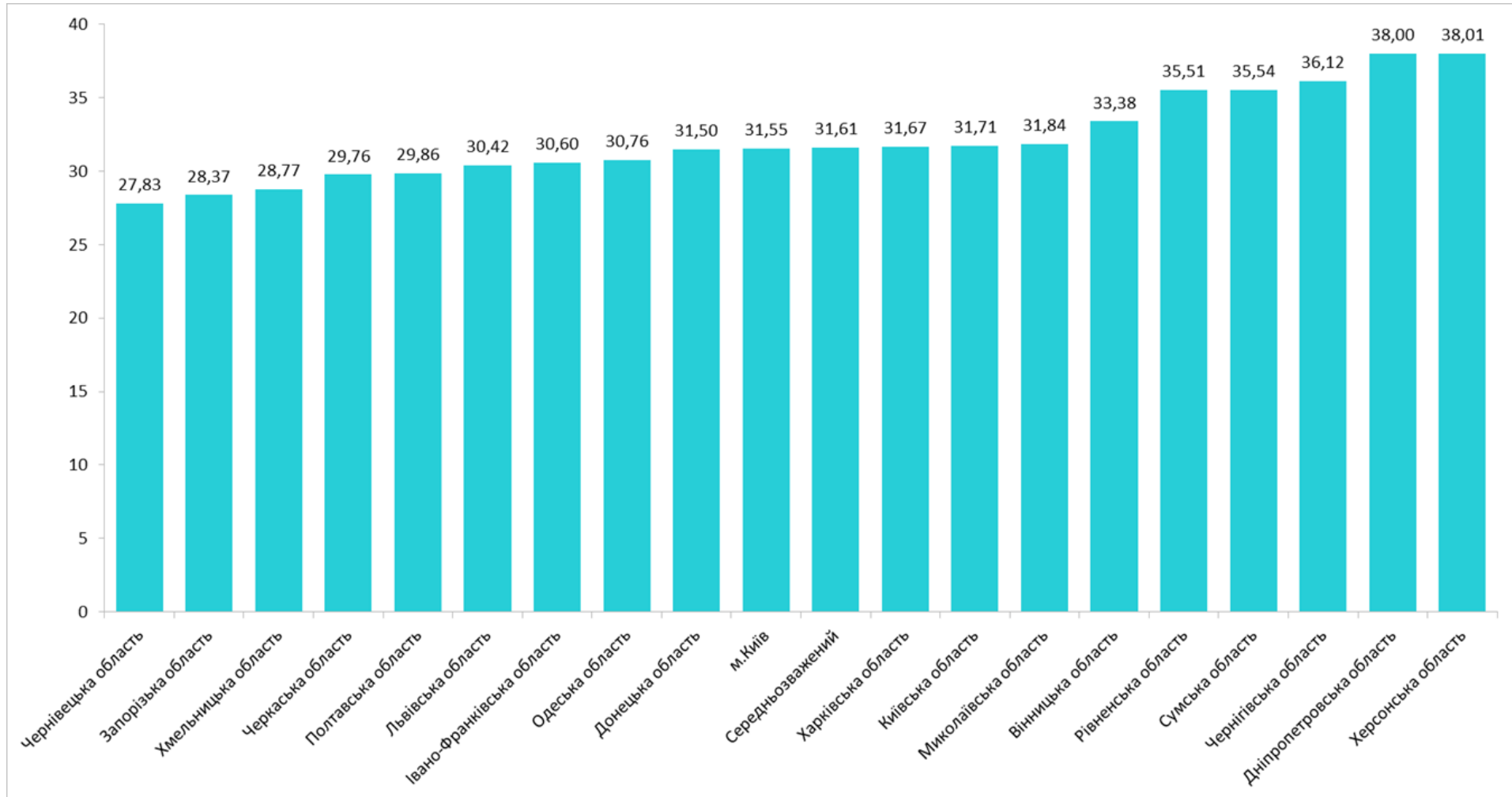
### Додаток 4.1.4

Середньозважені тарифи на теплову енергію для потреб інших споживачів (крім населення) у розрізі регіонів України, грн/Гкал, без ПДВ



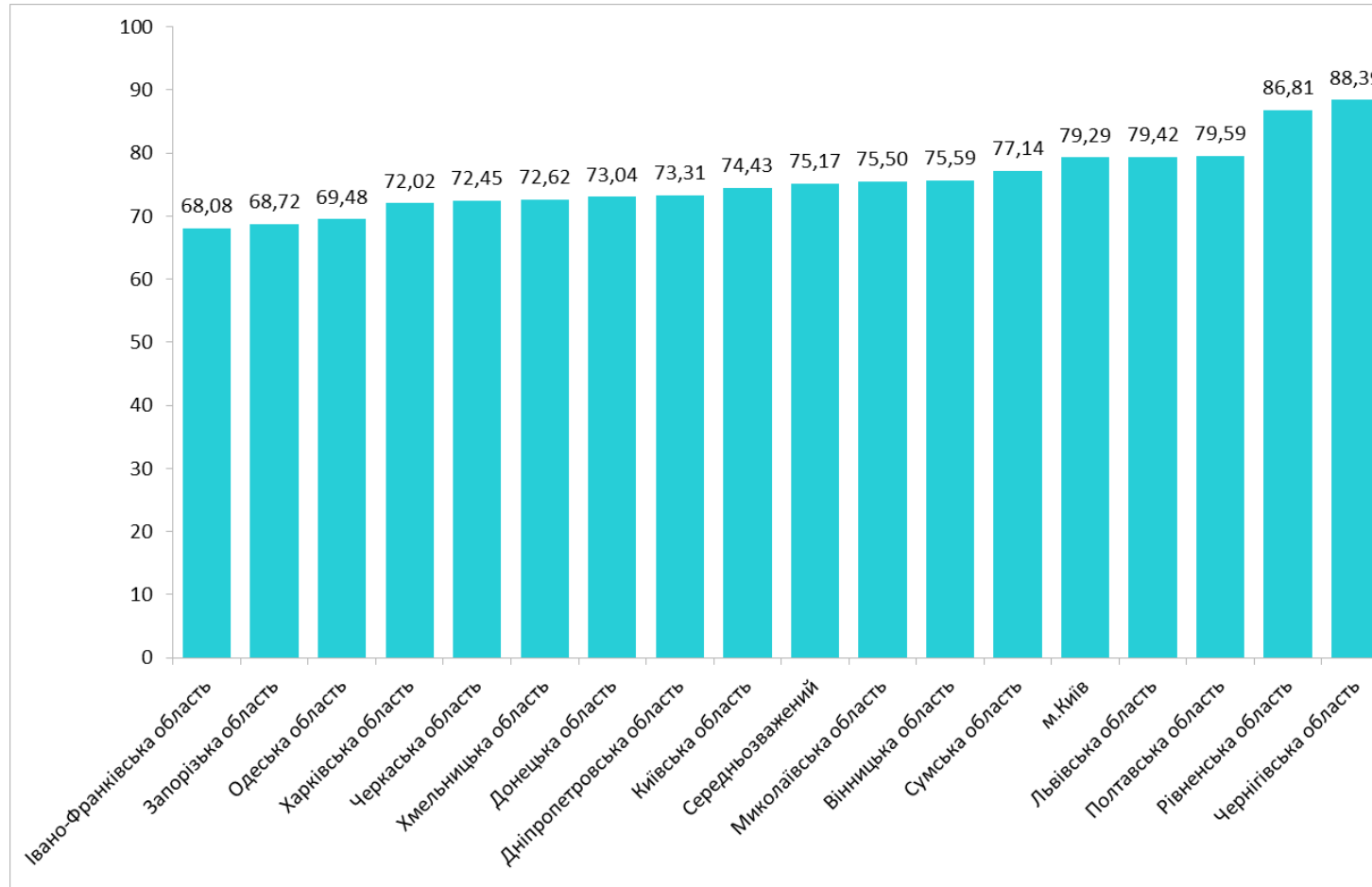
#### Додаток 4.1.5

Середньозважені тарифи на послугу з централізованого опалення для потреб населення, у якого відсутні прилади обліку теплової енергії, встановлені НКРЕКП, у розрізі регіонів України станом на 01.01.2018 (грн/м<sup>2</sup> за місяць), з ПДВ



### Додаток 4.1.6

Середньозважені тарифи на послугу з централізованого постачання гарячої води для потреб населення, встановлені НКРЕКП, у розрізі регіонів України станом на 01.01.2018 (грн/м<sup>3</sup>), з ПДВ



**Додаток 4.2.1**

Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб населення по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ)

№ з/п	Найменування ліцензіатів	Станом на 01.01.2017 року	Станом на 31.12.2017 року	Відхилення, %
		Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	
<b>Сумарні та середньозважені показники ліцензіатів НКРЕКП</b>		<b>1035,68</b>	<b>1030,40</b>	<b>99,49%</b>
<b>Вінницька область</b>		<b>1026,35</b>	<b>1063,63</b>	<b>103,63%</b>
1	КП ВМР "Вінницяміськтеплоенерго"	1065,44	1 063,63	99,83%
2	ПАТ "ДТЕК Західенерго" Ладижинська ТЕС	324,67		0,00%
3	КП "Теплоенергетик" м. Могилів-Подільський	926,58		0,00%
4	КП "Вінницяоблтеплоенерго"	1229,19		0,00%
5	ДП "Теплокомуненерго Маяк" ПАТ "Маяк"	1135,55		0,00%
<b>Волинська область</b>		<b>1 053,06</b>		<b>0,00%</b>
1	ДКП "Луцьктепло"	1107,07		0,00%
2	КП "Нововолинськтеплокомуненерго"	1154,32		0,00%
3	ПТМ "Володимир-Волинськтеплокомуненерго"	1090,05		0,00%
4	ПТМ "Ковельтепло"	1119,36		0,00%
5	ТзОВ "Західна Теплоенергетична Група"	877,48		0,00%
<b>Дніпропетровська область</b>		<b>1 018,86</b>	<b>1 008,84</b>	<b>99,02%</b>
1	МКП "Дніпропетровські міські теплові мережі"	1078,09	1045,15	96,94%
2	КП "Теплоенерго" Дніпропетровської міської ради	1121,74	1121,74	100,00%
3	КП "Павлоградтеплоенерго"	1166,48		0,00%
4	КП "Коменергосервіс" Дніпропетровської міської ради	651,65	651,65	100,00%
5	ДП "Криворізька теплоцентраль"	1150,58	1135,23	98,67%
6	КПТМ "Криворіжтепломережа"	1163,17	1188,28	102,16%
7	КП "Новомосковськтеплоенерго"	1107,78		0,00%
8	КП "ТПТЕ "Теплотранс" Дніпропетровської міської ради	1338,46		0,00%
9	Комунальне підприємство "Тернівське житлово-комунальне підприємство"	386,25		0,00%
10	Першотравенське міське житлово-комунальне підприємство	408,27		0,00%
11	ВП "Криворізька ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	557,93	550,12	98,60%
12	КП "Жовтоводськтепломережа"	1157,14		0,00%
13	ВП "Придніпровська ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	455,53	455,53	100,00%
14	ТОВ "Теплосервіс"	1075,43		0,00%

15	КП Дніпродзержинської міської ради "Дніпродзержинськтепломережа"	1067,71		0,00%
16	КП "Зеленодольський міський водоканал"	46,66		
<b>Донецька область</b>		<b>1 058,11</b>	<b>1 042,88</b>	<b>98,56%</b>
1	ККП Донецької міської ради "Донецькміськтепломережа"	1101,80		0,00%
2	ОКП "Донецьктеплокомуненерго"	1171,74		0,00%
3	ККП Маріупольської міської ради "Маріупольтепломережа"	1059,00	1073,51	101,37%
4	КП "Макіївтепломережа"	1116,98		0,00%
5	ПрАТ "Горлівськтепломережа"	1089,04		0,00%
6	КП по тепlopостачанню "Вуглик" Горлівської міської ради	1175,11		0,00%
7	ТОВ "Бахмут-Енергія"	1053,67		0,00%
8	КП "Покровськтепломережа"	1194,51		0,00%
9	ТОВ "Краматорськтеплоенерго"	906,08	1012,55	111,75%
10	КП "Тепломережа" (м. Донецьк)	1124,45		0,00%
11	ТОВ "ДТЕК Східенерго "Курахівська ТЕС"	505,73		0,00%
12	ПАТ "Часівоярський вогнетривкий комбінат"	1060,31		0,00%
13	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго" ВП "Миронівська ТЕС"	596,40		0,00%
14	КВП «Краматорська тепломережа» Краматорської міської ради	1021,08		0,00%
15	ТОВ "ДТЕК "Добропіллявугілля"	497,80		0,00%
16	ТДВ "Шахта "Білозерська"	606,87		0,00%
17	КП «Тепломережа» Вугледарської міської ради»	1035,96		0,00%
18	ПАТ «Донбасенерго» СО Слов'янська ТЕС	445,82		0,00%
19	КП «Сервіскомуненерго»	22,94		0,00%
20	Вуглегірська ТЕС ПАТ "Центренерго"	332,30	521,59	156,96%
<b>Житомирська область</b>		<b>1 007,47</b>		<b>0,00%</b>
1	КП "Житомиртеплокомуненерго" Житомирської міської ради	1019,09		0,00%
2	КП Новоград-Волинської міської ради «Новоград-Волинськтеплокомуненерго»	1046,11		0,00%
3	КП теплозабезпечення	1008,64		0,00%
4	КП «Бердичівтеплоенерго»	925,17		0,00%
<b>Запорізька область</b>		<b>1 022,40</b>	<b>1 002,93</b>	<b>98,10%</b>
1	КП "Дніпрорудненські теплові мережі"	1036,28		0,00%
2	Концерн "Міські теплові мережі", м. Запоріжжя	1007,60	1001,79	99,42%
3	ТОВ "Мелітопольські теплові мережі"	1013,02	1013,02	100,00%
4	КП "Токмак теплоенергія" Токмацької міської ради	1110,09		0,00%
5	ПАТ "Бердянське підприємство теплових мереж"	1178,74		0,00%
6	ПАТ "Мотор Січ" (м. Запоріжжя)	1028,82		0,00%

<b>Івано-Франківська область</b>		<b>996,64</b>	<b>1 036,29</b>	<b>103,98%</b>
1	ДМП "Івано-Франківськтеплокомуненерго"	1036,29	1036,29	100,00%
2	ТОВ "Станіславська теплоенергетична компанія"	1126,40		0,00%
3	КП "Водотеплосервіс" Калуської міської ради	810,60		0,00%
<b>Київська область</b>		<b>1 008,02</b>	<b>1 033,92</b>	<b>102,57%</b>
1	КП БМР Київської області "Броваритепловодоенергія"	1017,78	1032,74	101,47%
2	КП "Вишнівськтеплоенерго" Вишневої міської ради Києво-Святошинського району Київської області	1100,59		0,00%
3	КП БМР "Білоцерківтепломережа"	1075,66		0,00%
4	КПТМ "Бориспільтепломережа"	1113,41	1075,66	96,61%
5	КП "Києво-Святошинська тепломережа" Київської обласної ради	1073,24		0,00%
6	Вишгородське РКП "Вишгородтепломережа"	1112,35		0,00%
7	КП "Боярське ГВУЖКГ Боярської міської ради Києво-Святошинського району Київської області"	1021,01		0,00%
8	КП "Управління житлово-комунального господарства" (м. Славутич)	1064,52		0,00%
9	КП "Васильківтепломережа"	1246,39		0,00%
10	ПАТ "Енергія"	1167,27		0,00%
11	ПКПП "Теплокомунсервіс" (м. Буча)	1049,43		0,00%
12	Трипільська ТЕС ПАТ "Центренерго"	359,98	621,73	172,71%
13	КП ОМР "Обухівтеплотрансбуд"	52,11		
<b>Кіровоградська область</b>		<b>1 093,92</b>		<b>0,00%</b>
1	Дочірнє підприємство "Кіровоградтепло" ТОВ "Центр науково-технічних інновацій Української нафтогазової академії"	1167,48		0,00%
2	КП "Теплокомуненерго" Олександрійської міської ради	1052,54		0,00%
3	СП-ТОВ "Світловодськпобут"	1035,32		0,00%
4	КП "Теплоенергетик"	1074,19		0,00%
<b>Луганська область</b>		<b>1 119,52</b>		<b>0,00%</b>
1	Луганське міське КП "Теплокомуненерго"	1103,57		0,00%
2	ДП "Сєверодонецька теплоелектроцентрально"	1306,98		0,00%
3	КП "Лисичанськтепломережа"	1133,38		0,00%
4	КТП "Алчевськтеплокомуненерго"	1068,75		0,00%
5	КСТП "Рубіжнетеплокомуненерго" Рубіжанської міської ради	1092,58		0,00%
6	КП "СТП "Ровенькитеплокомуненерго"	1114,12		0,00%
7	КП "Первомайськтеплокомуненерго" Первомайської міської ради	1134,86		0,00%
8	АМКП "Теплокомуненерго"	1135,46		0,00%

9	ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"	1095,80		0,00%
10	КП "Сєверодонецьктеплокомуненерго"	1073,42		0,00%
11	КП "Щастинська теплова енергетична компанія"	577,30		0,00%
<b>Львівська область</b>		<b>1 135,84</b>	<b>1 115,87</b>	<b>98,24%</b>
1	Львівське міське КП "Львівтеплоенерго"	1140,23	1135,31	99,57%
2	ЛКП "Залізничнетеплоенерго", м. Львів	1091,40	1091,40	100,00%
3	КП "Дрогобичтеплоенерго" ДМР	1125,10		0,00%
4	КП "Червоноградтеплокомуненерго"	1236,79		0,00%
5	КП "Бориславтеплоенерго"	1158,12		0,00%
6	КП "Стрийтеплоенерго"	1235,90		0,00%
7	КП "Бродитеплоенерго"	1123,18		0,00%
8	КП "Жовкватеплоенерго"	1136,77		0,00%
9	ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	1049,96	1032,61	98,35%
10	ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	1029,60	1029,60	100,00%
<b>Миколаївська область</b>		<b>836,87</b>	<b>1 007,75</b>	<b>120,42%</b>
1	ОКП "Миколаївоблтеплоенерго"	1022,05	1040,89	101,84%
2	ПАТ "Миколаївська теплоелектроцентрально"	948,03	948,03	100,00%
3	КП "Теплопостачання та водо-каналізаційне господарство"	153,03		0,00%
4	КП Первомайської міської ради "Тепло"	1056,90		0,00%
<b>Одеська область</b>		<b>1 040,26</b>	<b>1 009,39</b>	<b>97,03%</b>
1	КП "Іллічівськтеплоенерго"	963,30		0,00%
2	КП "Теплопостачання міста Одеси"	1037,78	1009,39	97,26%
3	КПТМ "Южтеплокомуненерго"	1044,87		0,00%
4	КВЕП "Котовськтеплокомуненерго"	1106,13		0,00%
5	КП «Теплові мережі Ізмаїлтеплокомуненерго»	1129,27		0,00%
6	МКП "Одеська ТЕЦ № 2"	1255,95		0,00%
7	КП "Білгород-Дністровськтеплоенерго"	1102,29		0,00%
<b>Полтавська область</b>		<b>1 057,03</b>	<b>1 099,49</b>	<b>104,02%</b>
1	ПОКВПТГ "Полтаватеплоенерго"	1113,69	1099,49	98,73%
2	ПАТ "Полтаваобленерго" (Кременчуцька ТЕЦ)	966,79		0,00%
3	КВП "Комсомольськтеплоенерго"	1090,10		0,00%
4	ОКВПТГ "Миргородтеплоенерго"	1182,87		0,00%
5	ОКВПТГ "Лубнитеплоенерго"	1179,05		0,00%
6	КПТГ "Гадячтеплоенерго"	1070,57		0,00%
7	КП "Теплоенерго" (м. Кременчук)	1069,24		0,00%
<b>Рівненська область</b>		<b>898,22</b>	<b>1 228,97</b>	<b>136,82%</b>
1	Кузнєцовське міське комунальне підприємство	83,13		0,00%
2	ТОВ "Рівнетеплоенерго"	1202,63	1228,97	102,19%
3	КП "Здолбунівкомуненерго" Здолбунівської міської ради	1178,57		0,00%
4	КП "Костопількомуненергія"	1115,20		0,00%
5	КП "Дубнокомуненергія" Дубенської міської ради	1055,33		0,00%



<b>Сумська область</b>		<b>1 020,88</b>	<b>1 086,48</b>	<b>106,43%</b>
1	ТОВ "Сумитеплоенерго"	973,04	1115,85	114,68%
2	ПАТ "Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання"	1023,25	1023,25	100,00%
3	ТОВ "Шосткинське підприємство "Харківенергоремонт"	1082,77	1089,16	100,59%
4	КП "Ромникомунтепло"РМР"	971,97		0,00%
5	КП Білопільської міської ради "Теплосервіс Білопілля"	1106,94		0,00%
6	КП "Теплогарант" (м. Конотоп)	1076,47		0,00%
7	КП "Глухівський тепловий район"	1086,01		0,00%
8	ДП "Конотопський авіаремонтний завод "АВІАКОН"	1080,78		0,00%
9	ТОВ "БРОКЕНЕРГІЯ"	1116,25		0,00%
10	КП "Шосткинський казенний завод "Імпульс"	958,19		0,00%
<b>Тернопільська область</b>		<b>1 035,85</b>		<b>0,00%</b>
1	КПТМ "Тернопільміськтеплокомуненерго" Тернопільської міської ради	1031,59		0,00%
2	КПТМ Тернопільської обласної ради "Тернопільтеплокомуненерго"	1099,04		0,00%
<b>Харківська область</b>		<b>1 041,14</b>	<b>1 015,26</b>	<b>97,51%</b>
1	КП "Харківські теплові мережі"	1031,10	1020,69	98,99%
2	Зміївська ТЕС ПАТ "Центренерго"	415,51	537,86	129,45%
3	ТОВ "Котельні лікарняного комплексу" (м. Харків)	1192,72		0,00%
4	КП "Чугуївтепло"	1098,44		0,00%
5	ПКП "Тепломережі"	961,12		0,00%
6	Борівське КП ТМ	1240,02		0,00%
7	КП БРР "Балаклійські теплові мережі"	1137,93		0,00%
8	Красноградське ПТМ	1153,97		0,00%
9	Ізюмське КП ТМ	1123,70		0,00%
10	Харківське ОКП "Дирекція розвитку інфраструктури території"	1214,07		0,00%
11	Вовчанське підприємство теплових мереж	1176,67		0,00%
12	КП "Теплоенерго" Лозівської міської ради Харківської області	1202,26		0,00%
13	КП ТМ Харківського району Харківської районної державної адміністрації	1310,84		0,00%
<b>Херсонська область</b>		<b>1 176,34</b>	<b>1 252,94</b>	<b>106,51%</b>
1	МКП "Херсонтеплоенерго"	1106,24		0,00%
2	ПАТ "Херсонська теплоелектроцентрально"	1252,94	1252,94	100,00%
3	КПТМ "Каховтеплокомунерго"	1231,19		0,00%
4	ПП "Херсонтеплогенерація"	1073,20		0,00%
<b>Хмельницька область</b>		<b>1 032,71</b>	<b>1 013,66</b>	<b>98,16%</b>
1	МКП "Хмельницьктеплокомуненерго"	1006,26	1008,85	100,26%
2	КП "Південно-Західні тепломережі", м. Хмельницький	942,14	938,55	99,62%

3	КП "Міськтепловоденергія", м. Кам'янець-Подільський	1075,73	1102,96	102,53%
4	Волочиське комунальне підприємство теплових мереж "Тепловик"	1146,35		0,00%
5	КП по експлуатації теплового господарства "Тепловик" Старокостянтинівської міської ради	1118,26		0,00%
6	КП "Славутське житлово-комунальне об'єднання"	1139,81		0,00%
7	ТОВ "Шепетівка Енергоінвест"	1159,06		0,00%
<b>Черкаська область</b>		<b>979,28</b>	<b>1 013,48</b>	<b>103,49%</b>
1	КПТМ "Черкаситеплокомуненерго"	1045,37	1091,53	104,42%
2	ПАТ "Черкаське хімволокно"	894,34	976,92	109,23%
3	УКП "Уманьтеплокомуненерго"	1092,33		0,00%
4	Канівське КПТМ	1122,05		0,00%
5	ТОВ "Сміла Енергоінвест"	1324,91		0,00%
6	ТОВ "Смілаенергопромтранс"	978,39		0,00%
7	Ватутінське комунальне підприємство теплових мереж	1115,64		0,00%
<b>Чернівецька область</b>		<b>977,41</b>	<b>991,13</b>	<b>101,40%</b>
1	МКП "Чернівцітеплокомуненерго"	977,41	991,13	101,40%
<b>Чернігівська область</b>		<b>1 047,83</b>	<b>1 216,80</b>	<b>116,13%</b>
1	ПАТ "Облтеплокомуненерго", м. Чернігів	1110,42	1236,75	111,38%
2	ТОВ фірма "ТехНова" (Чернігівська ТЕЦ)	941,43	1183,98	125,76%
3	КП "Прилуkiteпловодопостачання" Прилуцької міської ради Чернігівської області	986,23		0,00%
4	ТОВ "НіжинТеплоМережі"	1195,20		0,00%
<b>м. Київ</b>		<b>1 120,23</b>	<b>1 009,96</b>	<b>90,16%</b>
1	ПАТ "Київенерго"	1153,80	1104,96	95,77%
2	ТОВ "ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ"	884,37	962,44	108,83%
3	ТОВ "Водоканал-Сервіс"	1157,25		0,00%
4	ТОВ "Теплопостачсервіс" (м. Київ)	909,58		0,00%
5	КП "Киїтеплоенерго"	0,00	88,61	100,00%
<b>Діяльність в декількох областях</b>		<b>75,24</b>		<b>0,00%</b>
1	ДП "Національна атомна енергогенеруюча компанія "Енергоатом"	69,17		0,00%
2	ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»	947,50		0,00%

**Додаток 4.2.2**

Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб бюджетних установ по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ)

№ з/п	Найменування ліцензіатів	Станом на 01.01.2017 року	Станом на 31.12.2017 року	Відхилення, %
		Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	
<b>Сумарні та середньозважені показники ліцензіатів НКРЕКП</b>		<b>1122,44</b>	<b>1301,47</b>	<b>115,95%</b>
<b>Вінницька область</b>		<b>1 093,63</b>	<b>1 457,78</b>	<b>133,30%</b>
1	КП Вінницької міської ради "Вінницяміськтеплоенерго"	1126,28	1 457,78	129,43%
2	ВП "ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС" ПАТ "ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО"	324,68		0,00%
3	ДП "Теплокомуненерго Маяк" ВАТ "Маяк"	1172,04		0,00%
4	Могилів-Подільське міське КП "Теплоенергетик"	970,02		0,00%
5	КП "Вінницяоблтеплоенерго"	1295,40		0,00%
<b>Волинська область</b>		<b>1 141,29</b>		<b>0,00%</b>
1	ДКП "Луцьктепло"	1185,48		0,00%
2	ТОВ "Західна теплоенергетична група", м. Луцьк	887,82		0,00%
3	КП "Нововолинськтеплокомуненерго" житлово-комунального об'єднання Нововолинської міської ради	1158,62		0,00%
4	Володимир-Волинське ПТМ "Володимир-Волинськтеплокомуненерго"	1119,23		0,00%
5	ПТМ "Ковельтепло"	1155,03		0,00%
<b>Дніпропетровська область</b>		<b>1 113,93</b>	<b>1 141,49</b>	<b>102,47%</b>
1	МКП "Дніпропетровські міські теплові мережі"	1175,64	1048,76	89,21%
2	КП Дніпродзержинської міської ради "Дніпродзержинськтепломережа"	1122,40		0,00%
3	КП "Теплоенерго" Дніпропетровської міської ради	1216,69	1124,45	92,42%
4	КП "Павлоградтеплоенерго"	1264,00		0,00%
5	ВП "Криворізька ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	558,20	550,40	98,60%
6	ВП "Придніпровська ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	455,54	455,53	100,00%
7	КП "Новомосковськтеплоенерго"	1159,77		0,00%
8	КП "Жовтоводськтепломережа"	1240,00		0,00%
9	ТОВ "Теплосервіс"	1075,58		0,00%
10	ДП "Криворізька теплоцентраль"	1255,66	1139,68	90,76%
11	КПТМ "Криворіжтепломережа"	1249,77	1647,02	131,79%
12	КП "Коменергосервіс" Дніпропетровської	652,75	652,76	100,00%

	міської ради			
13	Першотравенське міське житлово-комунальне підприємство	413,24		0,00%
14	Комунальне підприємство "Тернівське житлово-комунальне підприємство"	392,07		0,00%
15	КП "ТПТЕ "Теплотранс" Дніпропетровської міської ради	1339,42		0,00%
16	ПрАТ "Теплогеренація" м. Нікополь	1914,94		
17	КП "Зеленодольський міський водоканал"	46,66		
<b>Донецька область</b>		<b>1 127,29</b>	<b>1 409,25</b>	<b>125,01%</b>
1	ККП Донецької міської ради "Донецькміськтепломережа"	1106,19		0,00%
2	ОКП "Донецьктеплокомуненерго"	1263,55		0,00%
3	ККП Маріупольської міської ради "Маріупольтепломережа"	1145,40	1535,97	134,10%
4	КП "Макіївтепломережа"	1132,36		0,00%
5	КП "Тепломережа", м. Донецьк	1160,10		0,00%
6	ПрАТ "Горлівськтепломережа"	1092,14		0,00%
7	ТОВ "Краматорськтеплоенерго"	915,89	915,88	100,00%
8	КП по тепlopостачанню "Вуглик" Горлівської міської ради	1182,45		0,00%
9	ТОВ "Бахмут-Енергія"	1144,68		0,00%
10	ВП Курахівська ТЕС ТОВ "ДТЕК Східенерго"	506,10		0,00%
11	КП «Тепломережа» Вугледарської міської ради»	1128,43		0,00%
12	КП «Сервіскомуненерго»	22,94		0,00%
13	КВП «Краматорська тепломережа» Краматорської міської ради	1024,87		0,00%
14	ТОВ "ДТЕК "Добропіллявугілля"	500,01		0,00%
15	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго" ВП "Миронівська ТЕС"	829,88		0,00%
16	ПАТ «Донбасенерго» СО Слов'янська ТЕС	445,82		0,00%
17	ТДВ "Шахта "Білозерська"	609,07		0,00%
18	КП "Покровськтепломережа"	1250,39		0,00%
19	Вуглегірська ТЕС ПАТ "Центренерго"	332,31	521,59	156,96%
20	ПАТ "Часівоярський вогнетривкий комбінат"	1066,58		0,00%
<b>Житомирська область</b>		<b>1 087,35</b>		<b>0,00%</b>
1	КП "Житомиртеплокомуненерго" Житомирської міської ради	1106,97		0,00%
2	КП «Бердичівтеплоенерго»	993,01		0,00%
3	КП Новоград-Волинської міської ради «Новоград-Волинськтеплокомуненерго»	1138,05		0,00%
4	КП теплозабезпечення	1053,48		0,00%
<b>Запорізька область</b>		<b>1 117,76</b>	<b>1 365,58</b>	<b>122,17%</b>
1	Концерн "Міські теплові мережі", м. Запоріжжя	1107,03	1433,49	129,49%
2	ТОВ "Мелітопольські теплові мережі"	1104,80	1018,10	92,15%

3	КП "Дніпрорудненські теплові мережі"	1158,16		0,00%
4	ПАТ "Бердянське підприємство теплових мереж"	1231,37		0,00%
5	КП "Токмак теплоенергія" Токмацької міської ради	1220,07		0,00%
6	ПАТ "Мотор Січ" (м. Запоріжжя)	1034,01		0,00%
<b>Івано-Франківська область</b>		<b>1 126,69</b>	<b>1 047,12</b>	<b>92,94%</b>
1	Державне міське підприємство "Івано-Франківськтеплокомуненерго"	1127,44	1047,12	92,88%
2	ТОВ "Станіславська теплоенергетична компанія"	1221,03		0,00%
3	КП "Водотеплосервіс" Калуської міської ради	931,36		0,00%
<b>Київська область</b>		<b>1 103,05</b>	<b>1 130,05</b>	<b>102,45%</b>
1	КП БМР Київської області "Броваритепловодоенергія"	1166,91	1552,67	133,06%
2	КП "Васильківтепломережа"	1285,04	1078,62	83,94%
3	КП "Вишнівськтеплоенерго" Вишневої міської ради Києво-Святошинського району Київської області	1146,18		0,00%
4	КП "Управління житлово-комунального господарства" (м. Славутич)	1119,91		0,00%
5	КП "Боярське ГВУЖКГ Боярської міської ради Києво-Святошинського району Київської області"	1026,82		0,00%
6	КПТМ "Бориспільтепломережа"	1185,92		0,00%
7	КП "Києво-Святошинська тепломережа" Київської обласної ради	1129,44		0,00%
8	ПрАТ «Енергія»	1286,08		0,00%
9	ПКПП "Теплокомунсервіс" (м. Буча)	1121,15		0,00%
10	КП БМР "Білоцерківтепломережа"	1100,04		0,00%
11	Трипільська ТЕС ПАТ "Центренерго"	359,98	621,73	172,71%
12	Вишгородське РКП "Вишгородтепломережа"	1197,62		0,00%
13	КП ОМР "Обухівтеплотрансбуд"	52,11		
<b>Кіровоградська область</b>		<b>1 181,08</b>		<b>0,00%</b>
1	Дочірнє підприємство "Кіровоградтепло" ТОВ "Центр науково-технічних інновацій Української нафтогазової академії"	1306,21		0,00%
2	КП "Теплокомуненерго"Олександрійської міської ради	1156,96		0,00%
3	СП-ТОВ "Світловодськпобут"	1013,22		0,00%
4	КП "Теплоенергетик"	1120,63		0,00%
<b>Луганська область</b>		<b>1 132,81</b>		<b>0,00%</b>
1	Луганське міське КП "Теплокомуненерго"	1109,57		0,00%
2	КТП "Алчевськтеплокомуненерго"	1074,54		0,00%
3	ДП "Северодонецька теплоелектроцентрально"	1325,50		0,00%
4	КП "Лисичанськтепломережа"	1230,35		0,00%

5	КСТП "Рубіжнетеплокомуненерго" Рубіжанської міської ради	1146,79		0,00%
6	КП "Первомайськтеплокомуненерго" Первомайської міської ради	1138,80		0,00%
7	КП "СТП "Ровенькитеплокомуненерго"	1119,41		0,00%
8	КП "Сєверодонецьктеплокомуненерго"	1146,87		0,00%
9	ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"	1111,76		0,00%
10	КП "Щастинська тепла енергетична компанія"	577,37		0,00%
11	АМКП "Теплокомуненерго"	1148,31		0,00%
<b>Львівська область</b>		<b>1 193,12</b>	<b>1 440,40</b>	<b>120,73%</b>
1	Львівське міське КП "Львівтеплоенерго"	1206,04	1444,97	119,81%
2	ЛКП "Залізничнетеплоенерго", м. Львів	1191,70	1595,05	133,85%
3	КП "Дрогобичтеплоенерго" ДМР	1181,45		0,00%
4	КП "Червоноградтеплокомуненерго"	1241,28		0,00%
5	КП "Бориславтеплоенерго"	1196,11		0,00%
6	КП "Стрийтеплоенерго"	1307,84		0,00%
7	КП "Бродитеплоенерго"	1126,30		0,00%
8	КП "Жовкватеплоенерго"	1185,22		0,00%
9	ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	1035,50	1033,19	99,78%
10	ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	1043,03	1043,03	100,00%
11	ПАТ "ДТЕК Західенерго" Добротвірська ТЕС	393,26		
<b>Миколаївська область</b>		<b>920,60</b>	<b>1 333,89</b>	<b>144,89%</b>
1	ОКП "Миколаївоблтеплоенерго"	1107,16	1485,33	134,16%
2	ПАТ "Миколаївська теплоелектроцентрально"	1021,04	987,64	96,73%
3	КП "Теплопостачання та водо-каналізаційне господарство", м. Южноукраїнськ, Миколаївської області	157,46		0,00%
4	КП Первомайської міської ради "Тепло"	1060,82		0,00%
<b>Одеська область</b>		<b>1 168,76</b>	<b>1 088,87</b>	<b>93,16%</b>
1	КП "Іллічівськтеплоенерго"	1062,81		0,00%
2	КП "Теплопостачання міста Одеси"	1179,26	1088,87	92,34%
3	КПТМ "Южтеплокомуненерго"	1084,04		0,00%
4	КВЕП "Котовськтеплокомуненерго"	1109,88		0,00%
5	КП «Теплові мережі Ізмаїлтеплокомуненерго»	1197,21		0,00%
6	МКП "Одеська ТЕЦ № 2"	1270,98		0,00%
7	КП "Білгород-Дністровськтеплоенерго"	1145,40		0,00%
<b>Полтавська область</b>		<b>1 163,77</b>	<b>1 623,79</b>	<b>139,53%</b>
1	ПОКВПТГ "Полтаватеплоенерго"	1182,66	1623,79	137,30%
2	ПАТ "Полтаваобленерго" (Кременчуцька ТЕЦ)	960,11		0,00%
3	КВП "Комсомольськтеплоенерго"	1151,78		0,00%
4	ОКВПТГ "Миргородтеплоенерго"	1233,66		0,00%
5	ОКВПТГ "Лубнитеплоенерго"	1216,13		0,00%
6	КПТГ "Гадячтеплоенерго"	1137,47		0,00%
7	КП "Теплоенерго" (м. Кременчук)	1187,66		0,00%
<b>Рівненська область</b>		<b>1 106,16</b>	<b>1 577,08</b>	<b>142,57%</b>

1	Кузнецовське міське комунальне підприємство	86,04		0,00%
2	ТОВ "Рівнетеплоенерго"	1281,40	1577,08	123,07%
3	КП "Здолбунівкомуненерго" Здолбунівської міської ради	1222,85		0,00%
4	КП "Костопількомуненергія"	1195,51		0,00%
5	КП "Дубнокомуненергія" Дубенської міської ради	1116,06		0,00%
<b>Сумська область</b>		<b>1 142,08</b>	<b>1 222,37</b>	<b>107,03%</b>
1	ТОВ "Сумитеплоенерго"	1183,58	1321,64	111,66%
2	ПАТ "Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання"	1068,88	1004,39	93,97%
3	ТОВ "Шосткинське підприємство "Харківенергоремонт"	1158,62	1200,67	103,63%
4	КП "Ромникомунтепло"РМР"	1009,37		0,00%
5	КП Білопільської міської ради "Теплосервіс Білопілля"	1179,56		0,00%
6	КП "Теплогарант" (м. Конотоп)	1109,69		0,00%
7	КП "Глухівський тепловий район"	1088,81		0,00%
8	ДП "Конотопський авіаремонтний завод "АВІАКОН"	1152,92		0,00%
9	ТОВ "БРОКЕНЕРГІЯ"	1332,95		0,00%
10	КП "Шосткинський казенний завод "Імпульс"	996,44		0,00%
<b>Тернопільська область</b>		<b>1 119,30</b>		<b>0,00%</b>
1	КПТМ "Тернопільміськтеплокомуненерго" Тернопільської міської ради	1111,54		0,00%
2	КПТМ Тернопільської обласної ради "Тернопільтеплокомуненерго"	1128,57		0,00%
<b>Харківська область</b>		<b>1 140,80</b>	<b>1 318,48</b>	<b>115,58%</b>
1	КП "Харківські теплові мережі"	1077,42	1325,86	123,06%
2	Зміївська ТЕС ПАТ "Центренерго"	415,50	537,86	129,45%
3	ТОВ "Котельні лікарняного комплексу" (м. Харків)	1238,98		0,00%
4	КП "Чугуївтепло"	1178,54		0,00%
5	ПКП "Тепломережі"	993,28		0,00%
6	Борівське КП ТМ	1299,71		0,00%
7	КП БРР "Балаклійські теплові мережі"	1193,52		0,00%
8	Красноградське ПТМ	1193,29		0,00%
9	Ізюмське КП ТМ	1232,65		0,00%
10	Харківське ОКП "Дирекція розвитку інфраструктури території"	1258,30		0,00%
11	Вовчанське підприємство теплових мереж	1250,40		0,00%
12	КП "Теплоенерго" Лозівської міської ради Харківської області	1209,31		0,00%
13	КП ТМ Харківського району Харківської районної державної адміністрації	1462,95		0,00%
<b>Херсонська область</b>		<b>1 235,52</b>	<b>1 301,13</b>	<b>105,31%</b>

1	МКП "Херсонтеплоенерго"	1197,28	1301,13	108,67%
2	ПАТ "Херсонська теплоелектроцентрально"	1301,12		0,00%
3	КПТМ "Каховтеплокомунерго"	1266,79		0,00%
4	ПП "Херсонтеплогенерація"	1075,74		0,00%
<b>Хмельницька область</b>		<b>1 130,84</b>	<b>1 419,56</b>	<b>125,53%</b>
1	МКП "Хмельницьктеплокомуненерго"	1111,55	1476,43	132,83%
2	КП "Південно-Західні тепломережі", м. Хмельницький	1107,86	1457,26	131,54%
3	КП "Міськтепловоденергія", м. Кам'янець-Подільський	1142,99	1268,64	110,99%
4	Волочиське комунальне підприємство теплових мереж "Тепловик"	1149,74		0,00%
5	КП по експлуатації теплового господарства "Тепловик" Старокостянтинівської міської ради	1215,50		0,00%
6	КП "Славутське житлово-комунальне об'єднання"	1171,62		0,00%
7	ТОВ "Шепетівка Енергоінвест"	1163,06		0,00%
<b>Черкаська область</b>		<b>1 172,01</b>	<b>1 220,84</b>	<b>104,17%</b>
1	КПТМ "Черкаситеплокомуненерго"	1098,73	1225,54	111,54%
2	ПАТ "Черкаське хімволокно"	1217,17	1217,17	100,00%
3	УКП "Уманьтеплокомуненерго"	1100,09		0,00%
4	Канівське КПТМ	1208,13		0,00%
5	ТОВ "Сміла Енергоінвест"	1329,52		0,00%
6	ТОВ "Смілаенергопромтранс"	980,93		0,00%
7	Ватутінське комунальне підприємство теплових мереж	1207,20		0,00%
<b>Чернівецька область</b>		<b>1 065,30</b>	<b>1 432,01</b>	<b>134,42%</b>
1	МКП "Чернівцітеплокомуненерго"	1065,30	1432,01	134,42%
<b>Чернігівська область</b>		<b>1 249,25</b>	<b>1 635,33</b>	<b>130,91%</b>
1	ПАТ "Облтеплокомуненерго", м. Чернігів	1218,36	1679,43	137,84%
2	ТОВ фірма "ТехНова" (Чернігівська ТЕЦ)	1373,74	1526,81	111,14%
3	КП "Прилуkiteпловодопостачання" Прилуцької міської ради Чернігівської області	1055,52		0,00%
4	ТОВ "НіжинТеплоМережі"	1297,67		0,00%
<b>м. Київ</b>		<b>1 146,17</b>	<b>1 284,90</b>	<b>112,10%</b>
1	ПАТ "Київенерго"	1152,94	1382,48	119,91%
2	ТОВ "ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ"	1069,45	1118,77	104,61%
3	КП "Киїтеплоенерго"	0,00	88,61	100,00%
4	ТОВ "Теплопостачсервіс" (м. Київ)	984,54		0,00%
<b>Діяльність в декількох областях</b>		<b>91,28</b>		<b>0,00%</b>
1	ДП "Національна атомна енергогенеруюча компанія "Енергоатом"	71,92		0,00%
2	ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»	956,69		0,00%
3	ТОВ "ТЕПЛОНЕНЕРГО"	1 468,85		0,00%



### Додаток 4.2.3.

Динаміка зміни тарифів на теплову енергію для потреб інших споживачів (крім населення) по ліцензіатах НКРЕКП у розрізі регіонів України (без ПДВ)

№ з/п	Найменування ліцензіатів	Станом на 01.01.2017 року	Станом на 31.12.2017 року	Відхилення, %
		Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	
<b>Сумарні та середньозважені показники ліцензіатів НКРЕКП</b>		<b>1222,47</b>	<b>1422,59</b>	<b>116,37%</b>
<b>Вінницька область</b>		<b>1 165,27</b>	<b>1 506,89</b>	<b>129,32%</b>
1	КП Вінницької міської ради "Вінницяміськтеплоенерго"	1337,51	1 506,89	112,66%
2	ВП "ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС" ПАТ "ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО"	324,68		0,00%
3	ДП "Теплокомуненерго Маяк" ВАТ "Маяк"	1392,23		0,00%
4	Могилів-Подільське міське КП "Теплоенергетик"	1153,05		0,00%
5	КП "Вінницяоблтеплоенерго"	1508,17		0,00%
<b>Волинська область</b>		<b>1 359,01</b>		<b>0,00%</b>
1	ДКП "Луцьктепло"	1397,56		0,00%
2	ТОВ "Західна теплоенергетична група", м. Луцьк	1075,00		0,00%
3	КП "Нововолинськтеплокомуненерго" житлово-комунального об'єднання Нововолинської міської ради	1387,16		0,00%
4	Володимир-Волинське ПТМ "Володимир-Волинськтеплокомуненерго"	1332,27		0,00%
5	ПТМ "Ковельтепло"	1364,39		0,00%
<b>Дніпропетровська область</b>		<b>1 400,55</b>	<b>1 427,90</b>	<b>101,95%</b>
1	МКП "Дніпропетровські міські теплові мережі"	1389,18	1389,46	100,02%
2	КП Дніпродзержинської міської ради "Дніпродзержинськтепломережа"	1414,20		0,00%
3	КП "Теплоенерго" Дніпропетровської міської ради	1431,26	1466,80	102,48%
4	КП "Павлоградтеплоенерго"	1481,24		0,00%
5	ВП "Криворізька ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	558,20	550,40	98,60%
6	ВП "Придніпровська ТЕС" ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	455,54	455,53	100,00%
7	КП "Новомосковськтеплоенерго"	1378,33		0,00%
8	КП "Жовтоводськтепломережа"	1466,06		0,00%
9	ТОВ "Теплосервіс"	1319,94		0,00%
10	ДП "Криворізька теплоцентраль"	1479,57	1496,94	101,17%
11	КПТМ "Криворіжтепломережа"	1468,05	1681,67	114,55%
12	КП "Коменергосервіс" Дніпропетровської	652,75	652,76	100,00%

	міської ради			
13	Першотравенське міське житлово-комунальне підприємство	413,24		0,00%
14	Комунальне підприємство "Тернівське житлово-комунальне підприємство"	392,07		0,00%
15	КП "ТПТЕ "Теплотранс" Дніпропетровської міської ради	1721,00		0,00%
16	ПрАТ "Теплогенерація" м. Нікополь	1914,94		
17	КП "Зеленодольський міський водоканал"	46,66		
<b>Донецька область</b>		<b>1 263,87</b>	<b>1 355,85</b>	<b>107,28%</b>
1	ККП Донецької міської ради "Донецькміськтепломережа"	1319,14		0,00%
2	ОКП "Донецьктеплокомуненерго"	1467,15		0,00%
3	ККП Маріупольської міської ради "Маріупольтепломережа"	1353,30	1535,97	113,50%
4	КП "Макіївтепломережа"	1331,95		0,00%
5	КП "Тепломережа", м. Донецьк	1352,93		0,00%
6	ПрАТ "Горлівськтепломережа"	1297,66		0,00%
7	ТОВ "Краматорськтеплоенерго"	1252,49	1313,51	104,87%
8	КП по тепlopостачанню "Вуглик" Горлівської міської ради	1405,15		0,00%
9	ТОВ "Бахмут-Енергія"	1350,70		0,00%
10	ВП Курахівська ТЕС ТОВ "ДТЕК Східенерго"	506,10		0,00%
11	КП «Тепломережа» Вугледарської міської ради»	1331,42		0,00%
12	КП «Сервіскомуненерго»	22,94		0,00%
13	КВП «Краматорська тепломережа» Краматорської міської ради	1206,53		0,00%
14	ТОВ "ДТЕК "Добропіллявугілля"	500,01		0,00%
15	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго" ВП "Миронівська ТЕС"	740,16		0,00%
16	ПАТ «Донбасенерго» СО Слов'янська ТЕС	445,82		0,00%
17	ТДВ "Шахта "Білозерська"	609,07		0,00%
18	КП "Красноармійськтепломережа"	1477,49		0,00%
19	Вуглегірська ТЕС ПАТ "Центренерго"	332,31	521,59	156,96%
20	ПАТ "Часівоярський вогнетривкий комбінат"	1283,94		0,00%
<b>Житомирська область</b>		<b>1 290,42</b>		<b>0,00%</b>
1	КП "Житомиртеплокомуненерго" Житомирської міської ради	1312,70		0,00%
2	КП «Бердичівтеплоенерго»	1163,67		0,00%
3	КП Новоград-Волинської міської ради «Новоград-Волинськтеплокомуненерго»	1325,56		0,00%
4	КП теплозабезпечення	1256,61		0,00%
<b>Запорізька область</b>		<b>1 285,35</b>	<b>1 496,33</b>	<b>116,41%</b>
1	Концерн "Міські теплові мережі", м. Запоріжжя	1313,38	1510,59	115,02%
2	ТОВ "Мелітопольські теплові мережі"	1306,69	1340,21	102,57%

3	КП "Дніпрорудненські теплові мережі"	1360,08		0,00%
4	ПАТ "Бердянське підприємство теплових мереж"	1453,65		0,00%
5	КП "Токмак теплоенергія" Токмацької міської ради	1438,46		0,00%
6	ПАТ "Мотор Січ" (м. Запоріжжя)	1245,08		0,00%
<b>Івано-Франківська область</b>		<b>1 340,87</b>	<b>1 374,67</b>	<b>102,52%</b>
1	Державне міське підприємство "Івано-Франківськтеплокомуненерго"	1333,33	1374,67	103,10%
2	ТОВ "Станіславська теплоенергетична компанія"	1434,96		0,00%
3	КП "Водотеплосервіс" Калуської міської ради	1102,56		0,00%
<b>Київська область</b>		<b>976,98</b>	<b>1 299,38</b>	<b>133,00%</b>
1	КП БМР Київської області "Броваритепловодоенергія"	1371,81	1552,67	113,18%
2	КП "Васильківтепломережа"	1507,08		0,00%
3	КП "Вишнівськтеплоенерго" Вишневої міської ради Києво-Святошинського району Київської області	1368,95		0,00%
4	КП "Управління житлово-комунального господарства" (м. Славутич)	1330,73		0,00%
5	КП "Боярське ГВУЖКГ Боярської міської ради Києво-Святошинського району Київської області"	1219,44		0,00%
6	КПТМ "Бориспільтепломережа"	1402,85		0,00%
7	КП "Києво-Святошинська тепломережа" Київської обласної ради	1323,35		0,00%
8	ПрАТ «Енергія»	1494,59		0,00%
9	ПКПП "Теплокомунсервіс" (м. Буча)	1314,40		0,00%
10	КП БМР "Білоцерківтепломережа"	1361,65	1447,04	106,27%
11	Трипільська ТЕС ПАТ "Центренерго"	359,98	621,73	172,71%
12	Вишгородське РКП "Вишгородтепломережа"	1408,41		0,00%
13	ТОВ "СЛОБОДА КО"	1188,36		
14	КП ОМР "Обухівтеплотрансбуд"	52,11		
<b>Кіровоградська область</b>		<b>1 365,25</b>		<b>0,00%</b>
1	Дочірнє підприємство "Кіровоградтепло" ТОВ "Центр науково-технічних інновацій Української нафтогазової академії"	1528,37		0,00%
2	КП "Теплокомуненерго"Олександрійської міської ради	1359,00		0,00%
3	СП-ТОВ "Світловодськпобут"	1217,34		0,00%
4	КП "Теплоенергетик"	1372,54		0,00%
<b>Луганська область</b>		<b>1 361,20</b>		<b>0,00%</b>
1	Луганське міське КП "Теплокомуненерго"	1315,98		0,00%
2	КТП "Алчевськтеплокомуненерго"	1279,38		0,00%
3	ДП "Сєвєродонецька теплоелектроцентрально"	1780,97		0,00%

4	КП "Лисичанськтепломережа"	1444,31		0,00%
5	КСТП "Рубіжнетеплокомуненерго" Рубіжанської міської ради	1363,87		0,00%
6	КП "Первомайськтеплокомуненерго" Первомайської міської ради	1349,32		0,00%
7	КП "СТП "Ровенькитеплокомуненерго"	1335,78		0,00%
8	КП "Сєверодонецьктеплокомуненерго"	1368,23		0,00%
9	ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"	1314,70		0,00%
10	КП "Щастинська тепла енергетична компанія"	577,37		0,00%
11	АМКП "Теплокомуненерго"	1361,19		0,00%
<b>Львівська область</b>		<b>1 442,85</b>	<b>1 519,90</b>	<b>105,34%</b>
1	Львівське міське КП "Львівтеплоенерго"	1475,49	1520,51	103,05%
2	ЛКП "Залізничнетеплоенерго", м. Львів	1408,81	1595,05	113,22%
3	КП "Дрогобичтеплоенерго" ДМР	1401,16		0,00%
4	КП "Червоноградтеплокомуненерго"	1486,40		0,00%
5	КП "Бориславтеплоенерго"	1421,88		0,00%
6	КП "Стрийтеплоенерго"	1558,18		0,00%
7	КП "Бродитеплоенерго"	1342,37		0,00%
8	КП "Жовкватеплоенерго"	1404,06		0,00%
9	ТзОВ НВП "Енергія-Новояворівськ"	1376,64	1393,78	101,25%
10	ТзОВ "Енергія-Новий Розділ"	1354,81	1418,54	104,70%
11	ПАТ "ДТЕК Захденерго" Добротвірська ТЕС	393,26		
<b>Миколаївська область</b>		<b>895,63</b>	<b>1 403,86</b>	<b>156,75%</b>
1	ОКП "Миколаївоблтеплоенерго"	1310,67	1487,89	113,52%
2	ПАТ "Миколаївська теплоелектроцентрально"	1267,03	1305,52	103,04%
3	КП "Теплопостачання та водо-каналізаційне господарство", м. Южноукраїнськ, Миколаївської області	157,46		0,00%
4	КП Первомайської міської ради "Тепло"	1274,14		0,00%
<b>Одеська область</b>		<b>1 404,93</b>	<b>1 432,07</b>	<b>101,93%</b>
1	КП "Іллічівськтеплоенерго"	1264,50		0,00%
2	КП "Теплопостачання міста Одеси"	1422,45	1432,07	100,68%
3	КПТМ "Южтеплокомуненерго"	1296,76		0,00%
4	КВЕП "Котовськтеплокомуненерго"	1321,60		0,00%
5	КП «Теплові мережі Ізмаїлтеплокомуненерго»	1402,28		0,00%
6	МКП "Одеська ТЕЦ № 2"	1636,61		0,00%
7	КП "Білгород-Дністровськтеплоенерго"	1335,43		0,00%
<b>Полтавська область</b>		<b>1 281,06</b>	<b>1 558,93</b>	<b>121,69%</b>
1	ПОКВПТГ "Полтаватеплоенерго"	1389,88	1558,93	112,16%
2	ПАТ "Полтаваобленерго" (Кременчуцька ТЕЦ)	1267,23		0,00%
3	КВП "Комсомольськтеплоенерго"	1366,16		0,00%
4	ОКВПТГ "Миргородтеплоенерго"	1451,77		0,00%
5	ОКВПТГ "Лубнитеплоенерго"	1440,15		0,00%
6	КПТГ "Гадячтеплоенерго"	1351,08		0,00%
7	КП "Теплоенерго" (м. Кременчук)	1332,97		0,00%

<b>Рівненська область</b>		<b>1 028,04</b>	<b>1 674,56</b>	<b>162,89%</b>
1	Кузнецовське міське комунальне підприємство	86,04		0,00%
2	ТОВ "Рівнетеплоенерго"	1477,37	1674,56	113,35%
3	КП "Здолбунівкомуненерго" Здолбунівської міської ради	1444,64		0,00%
4	КП "Костопількомуненергія"	1407,71		0,00%
5	КП "Дубнокомуненергія" Дубенської міської ради	1313,45		0,00%
<b>Сумська область</b>		<b>1 333,60</b>	<b>1 412,03</b>	<b>105,88%</b>
1	ТОВ "Сумитеплоенерго"	1468,30	1657,81	112,91%
2	ПАТ "Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання"	1267,04	1320,08	104,19%
3	ТОВ "Шосткинське підприємство "Харківенергоремонт"	1464,67	1547,19	105,63%
4	КП "Ромникомунтепло"РМР"	1208,59		0,00%
5	КП Білопільської міської ради "Теплосервіс Білопілья"	1389,95		0,00%
6	КП "Теплогарант" (м. Конотоп)	1330,08		0,00%
7	КП "Глухівський тепловий район"	1297,47		0,00%
8	ДП "Конотопський авіаремонтний завод "АВІАКОН"	1376,83		0,00%
9	ТОВ "БРОКЕНЕРГІЯ"	1419,03		0,00%
10	КП "Шосткинський казенний завод "Імпульс"	1184,14		0,00%
<b>Тернопільська область</b>		<b>1 322,75</b>		<b>0,00%</b>
1	КПТМ "Тернопільміськтеплокомуненерго" Тернопільської міської ради	1321,43		0,00%
2	КПТМ Тернопільської обласної ради "Тернопільтеплокомуненерго"	1330,46		0,00%
<b>Харківська область</b>		<b>1 226,41</b>	<b>1 383,50</b>	<b>112,81%</b>
1	КП "Харківські теплові мережі"	1243,50	1449,71	116,58%
2	Зміївська ТЕС ПАТ "Центренерго"	415,50	537,86	129,45%
3	ТОВ "Котельні лікарняного комплексу" (м. Харків)	1456,03		0,00%
4	КП "Чугуївтепло"	1390,77		0,00%
5	ПКП "Тепломережі"	1185,94		0,00%
6	Борівське КП ТМ	1515,77		0,00%
7	КП БРР "Балаклійські теплові мережі"	1401,53		0,00%
8	Красноградське ПТМ	1408,91		0,00%
9	Ізюмське КП ТМ	1449,68		0,00%
10	Харківське ОКП "Дирекція розвитку інфраструктури території"	1483,79		0,00%
11	Вовчанське підприємство теплових мереж	1462,44		0,00%
12	КП "Теплоенерго" Лозівської міської ради Харківської області	1430,04		0,00%
13	КП ТМ Харківського району Харківської районної державної адміністрації	1701,01		0,00%

<b>Херсонська область</b>				
1	МКП "Херсонтеплоенерго"	1406,45	1758,14	125,01%
2	ПАТ "Херсонська теплоелектроцентрально"	1651,46		0,00%
3	КПТМ "Каховтеплокомунерго"	1515,65		0,00%
4	ПП "Херсонтеплогенерація"	1283,19		0,00%
<b>Хмельницька область</b>				
1	МКП "Хмельницьктеплокомуненерго"	1321,14	1494,86	113,15%
2	КП "Південно-Західні тепломережі", м. Хмельницький	1305,85	1469,81	112,56%
3	КП "Міськтепловоденергія", м. Кам'янець-Подільський	1374,10	1542,78	112,28%
4	Волочиське комунальне підприємство теплових мереж "Тепловик"	1376,22		0,00%
5	КП по експлуатації теплового господарства "Тепловик" Старокостянтинівської міської ради	1429,65		0,00%
6	КП "Славутське житлово-комунальне об'єднання"	1403,69		0,00%
7	ТОВ "Шепетівка Енергоінвест"	1382,83		0,00%
<b>Черкаська область</b>		<b>1 378,34</b>	<b>1 506,63</b>	<b>109,31%</b>
1	КПТМ "Черкаситеплокомуненерго"	1298,97	1310,10	100,86%
2	ПАТ "Черкаське хімволокно"	1479,36	1590,88	107,54%
3	УКП "Уманьтеплокомуненерго"	1310,14		0,00%
4	Канівське КПТМ	1423,75		0,00%
5	ТОВ "Сміла Енергоінвест"	1568,60		0,00%
6	ТОВ "Смілаенергопромтранс"	1163,19		0,00%
7	Ватутінське комунальне підприємство теплових мереж	1425,20		0,00%
<b>Чернівецька область</b>		<b>1 265,47</b>	<b>1 432,01</b>	<b>113,16%</b>
1	МКП "Чернівцітеплокомуненерго"	1265,47	1432,01	113,16%
<b>Чернігівська область</b>				
		<b>1 672,26</b>	<b>1 918,32</b>	<b>114,71%</b>
1	ПАТ "Облтеплокомуненерго", м. Чернігів	1421,82	1704,70	119,90%
2	ТОВ фірма "ТехНова" (Чернігівська ТЕЦ)	1745,09	1993,13	114,21%
3	КП "Прилуkiteпловодопостачання" Прилуцької міської ради Чернігівської області	1253,60		0,00%
4	ТОВ "НіжинТеплоМережі"	1519,43		0,00%
<b>м. Київ</b>		<b>1 394,86</b>	<b>1 384,27</b>	<b>99,24%</b>
1	ПАТ "Київенерго"	1408,01	1521,21	108,04%
2	ТОВ "ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ"	1291,15	1476,03	114,32%
3	КП "Киїтеплоенерго"	0,00	86,61	100,00%
4	ТОВ "Теплопостачсервіс" (м. Київ)	1178,80		
5	ТОВ "Водоканал-Сервіс"	1411,46		0,00%
<b>Діяльність в декількох областях</b>		<b>91,74</b>		<b>0,00%</b>
1	ДП "Національна атомна енергогенеруюча компанія"Енергоатом"	71,92		0,00%
2	ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»	1131,08		0,00%

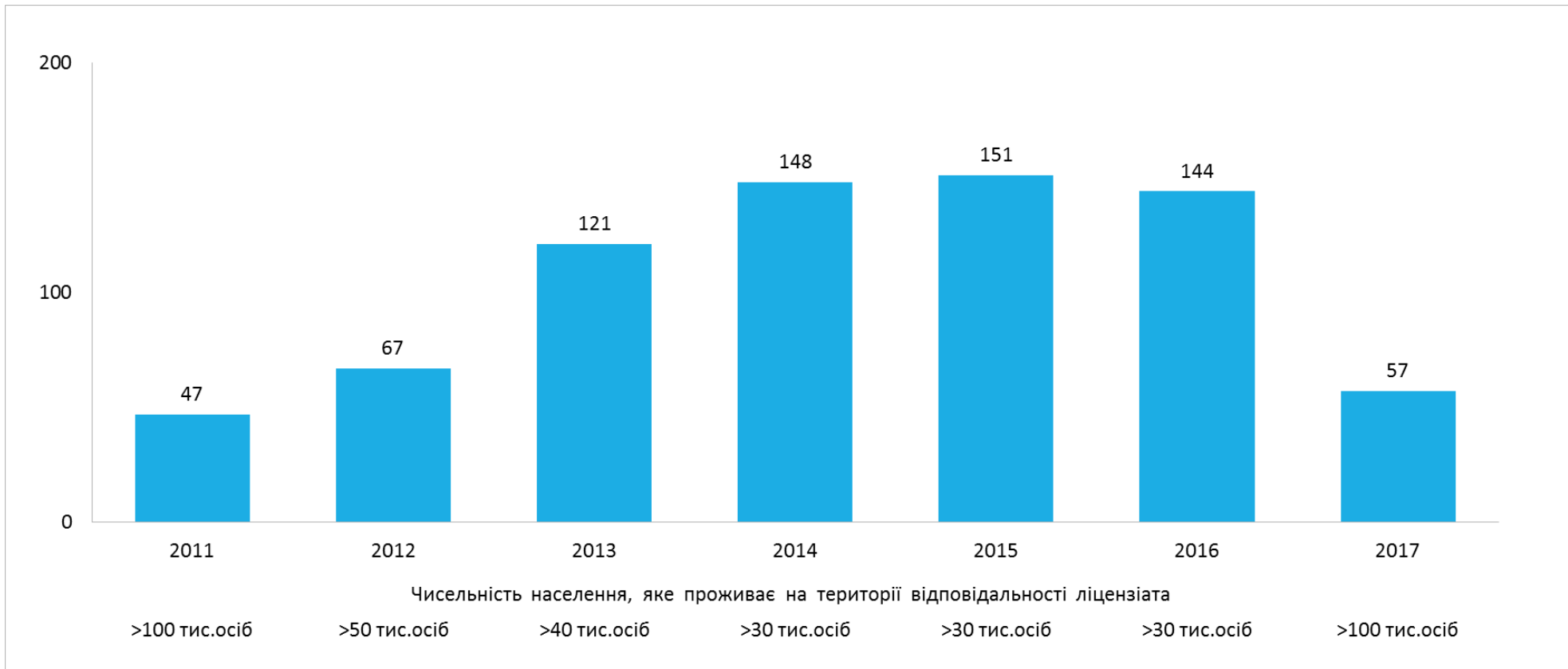
### Додаток 5.1.1

Спрощена схема сфери централізованого водопостачання та водовідведення



### Додаток 5.1.2

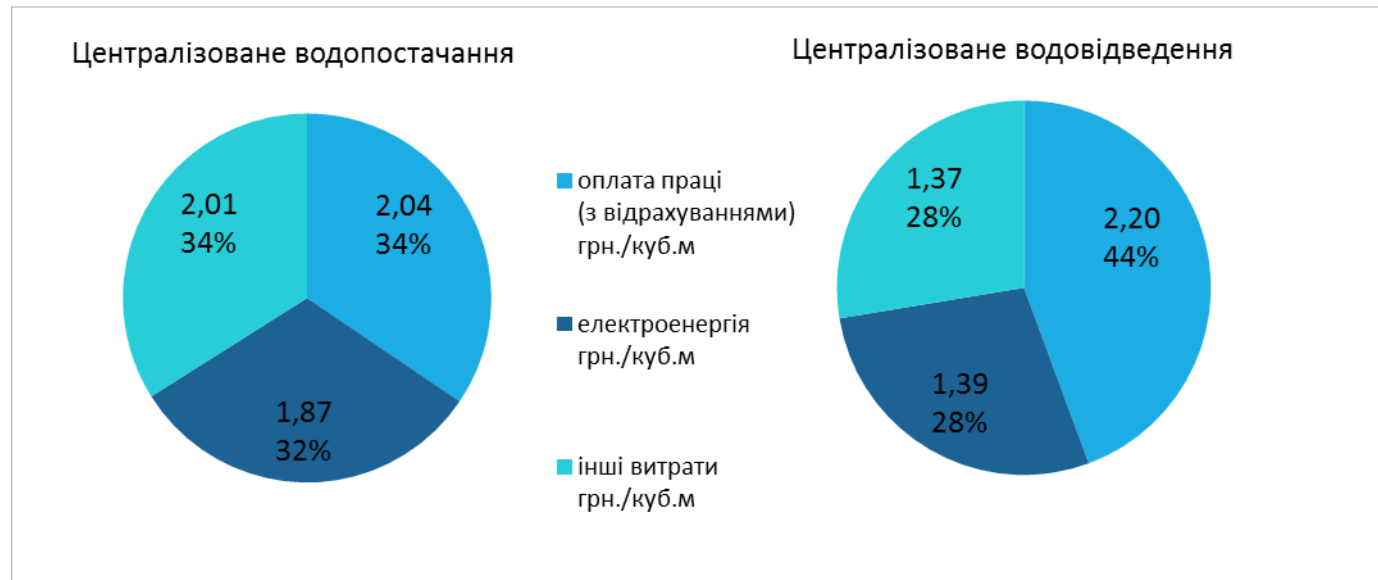
Динаміка кількості суб'єктів господарювання у сфері централізованого водопостачання та водовідведення, діяльність яких підлягала державному регулюванню, одиниць на кінець року





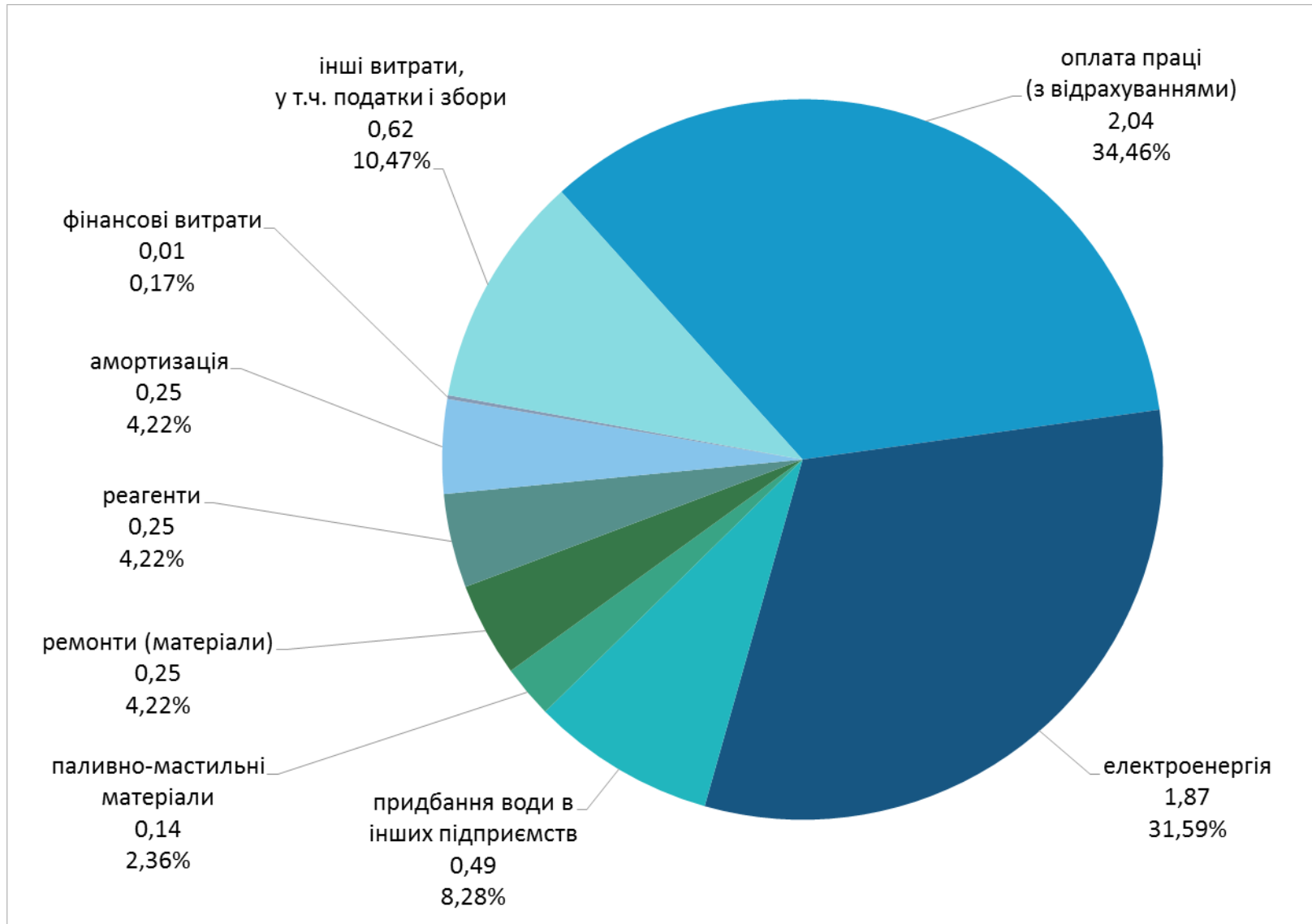
### Додаток 5.3.1

Структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водопостачання та водовідведення у 2017 році



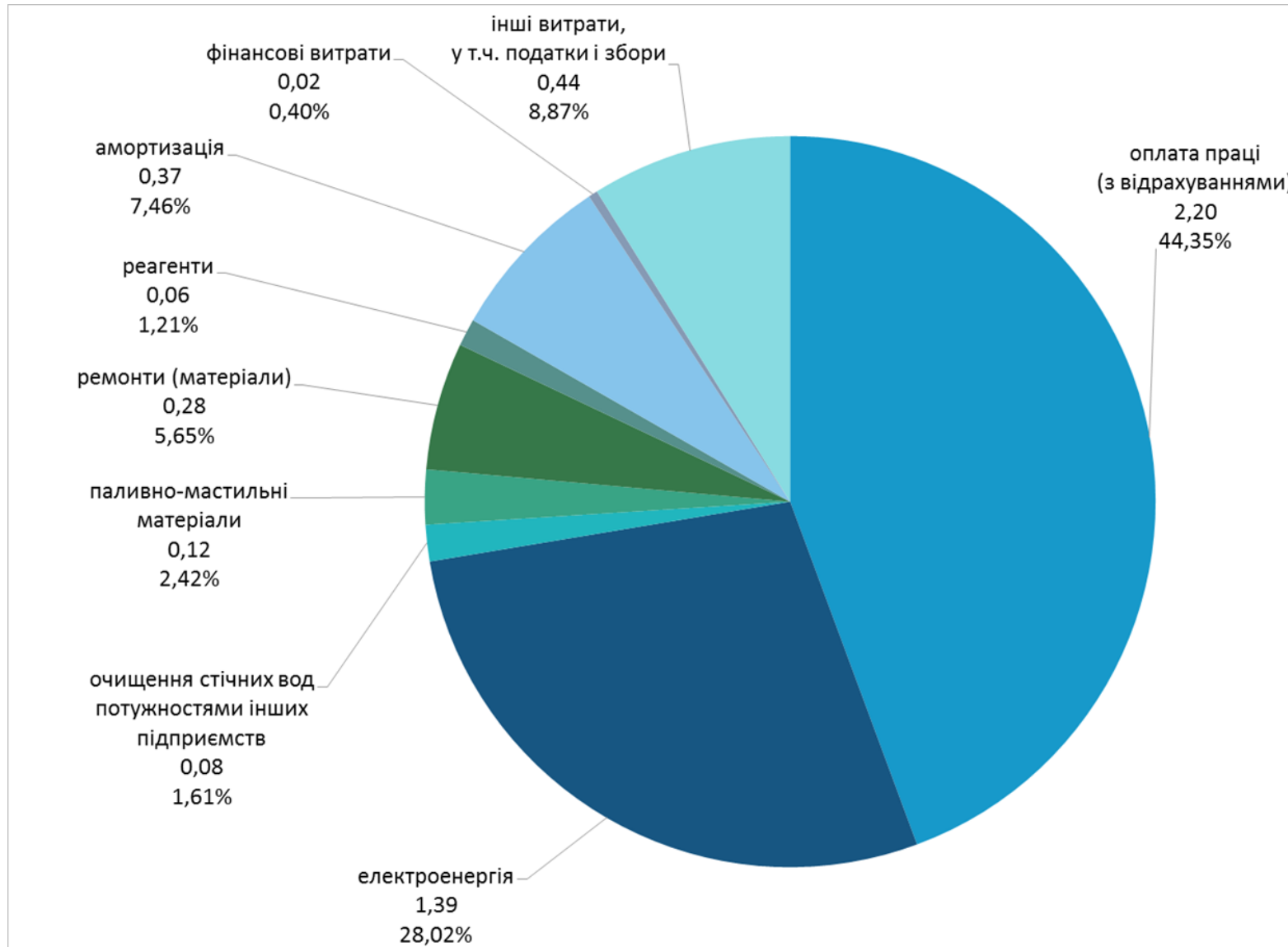
### Додаток 5.3.2

Детальна структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водопостачання у 2017 році, грн/м<sup>3</sup>



### Додаток 5.3.3

Детальна структура середньозваженої собівартості послуг з централізованого водовідведення у 2017 році, грн/м<sup>3</sup>



### Додаток 5.3.4

Перелік ліцензіатів НКРЕКП, яким встановлено тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення у 2016 – 2017 роках, грн/куб. м (без ПДВ)

№ зп	Назва ліцензіата НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Централізоване водопостачання						Централізоване водовідведення					
		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %	
		Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ
	Вінницька область												
1	КП «Вінницяоблводоканал»	-	5,23	-	6,11	-	16,83%	-	3,25	-	3,81	-	17,23%
	Волинська область												
2	КП "Луцькводоканал"	-	3,89	-	4,72	-	21,34%	-	4,19	-	4,62	-	10,26%
	Дніпропетровська область												
3	КП "Дніпроводоканал" ДМР	2,55	5,40	2,67	6,18	4,71%	14,44%	2,11	3,90	2,43	4,23	15,17%	8,46%
4	КВП Кам'янської МР «Міськводоканал»	-	4,86	-	5,93	-	22,02%	-	4,98	-	5,00	-	0,40%
5	КП «Нікопольське ВУВКГ»	-	4,87	-	4,83	-	-0,82%	-	8,06	-	8,01	-	-0,62%
6	КП Дніпропетровської обласної ради «Аульський водовід»	2,03	2,78	2,48	3,37	22,17%	21,22%	-	3,11	-	4,08	-	31,19%
7	ДМПВКГ «Дніпро-Західний Донбас»	4,83	7,73	5,24	9,32	8,49%	20,57%	послуга не надається					
8	КП "Новомосковськ водоканал"	-	8,25	-	9,65	-	16,97%	-	6,27	-	8,39	-	33,81%
9	ПАТ "Енергоресурси" м.Нікополь	5,79	8,66	5,79	8,66	0,00%	0,00%	послуга не надається					
10	ДПП «Кривбаспромводопостачання»	1,95	2,80	1,95	2,80	0,00%	0,00%	послуга не надається					
11	КП «Кривбасводоканал»	-	4,32	-	4,28	-	-0,93%	-	4,76	-	4,74	-	-0,42%
12	КП «Павлоградське ВУ ВКГ» Павлоградської МР	-	11,34	-	12,42	-	9,52%	-	6,48	-	7,60	-	17,28%

## Перелік ліцензіатів НКРЕКП, яким встановлено тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення у 2016-2017 роках, грн/куб. м (без ПДВ)

№ зп	Назва ліцензіата НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Централізоване водопостачання						Централізоване водовідведення					
		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %	
		Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ
	Донецька область												
13	КВП «Краматорський водоканал»	-	6,80	-	8,59	-	26,32%	-	3,59	-	5,11	-	42,34%
14	КП «Маріупольське ВУ ВКГ»	-	8,30	-	11,59	-	39,64%	-	3,53	-	4,15	-	17,56%
15	КП «БАХМУТ-ВОДА»	-	10,56	-	11,87	-	12,41%	5,07	6,66	5,06	6,49	-0,20%	-2,55%
16	КП Слов'янської МР "Словмиськводоканал"	-	10,65	-	10,65	-	0,00%	-	8,06	-	8,06	-	0,00%
17	КП "Компанія "Вода Донбасу"	4,09	8,18	5,21	10,97	27,38%	34,11%	3,71	7,19	5,11	9,35	37,74%	30,04%
	Житомирська область												
18	КП "Житомирводоканал"	-	4,39	-	5,33	-	21,41%	-	5,53	-	6,09	-	10,13%
	Закарпатська область												
19	КП «ВУВГ міста Ужгорода»	-	8,58	-	10,17	-	18,53%	-	4,49	-	5,36	-	19,38%
	Запорізька область												
20	КП «Водоканал» Мелітопольської МР Запорізької області	-	7,97	-	7,84	-	-1,63%	-	7,99	-	7,83	-	-2,00%
21	КП «Бердянськводоканал» Бердянської МР	-	12,93	-	12,90	-	-0,23%	-	9,32	-	9,30	-	-0,21%
22	КП «ВОДОКАНАЛ» м. Запоріжжя	1,58	5,45	2,30	5,89	45,57%	8,07%	1,67	3,80	2,37	4,11	41,92%	8,16%
23	КП "Облводоканал" м.Запоріжжя Івано-Франківська область	4,65	7,99	4,65	7,99	0,00%	0,00%	-	10,63	-	10,63	-	0,00%
	Івано-Франківська область												
24	КП "Івано-Франківськводоканал"	-	3,28	-	5,13	-	56,40%	-	4,45	-	7,23	-	62,47%
	Київська область												
25	КП "Ірпінськводоканал"	-	4,58	-	5,70	-	24,45%	-	7,33	-	9,17	-	25,10%
26	КП "Броваритепловодоенергія"	3,64	5,39	4,57	6,73	25,55%	24,86%	4,43	5,41	5,41	6,61	22,12%	22,18%
27	ТОВ "БІЛОЦЕРКІВВОДА"	2,21	6,49	2,32	7,91	4,98%	21,88%	-	8,95	-	9,75	-	8,94%

## Перелік ліцензіатів НКРЕКП, яким встановлено тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення у 2016-2017 роках, грн/куб. м (без ПДВ)

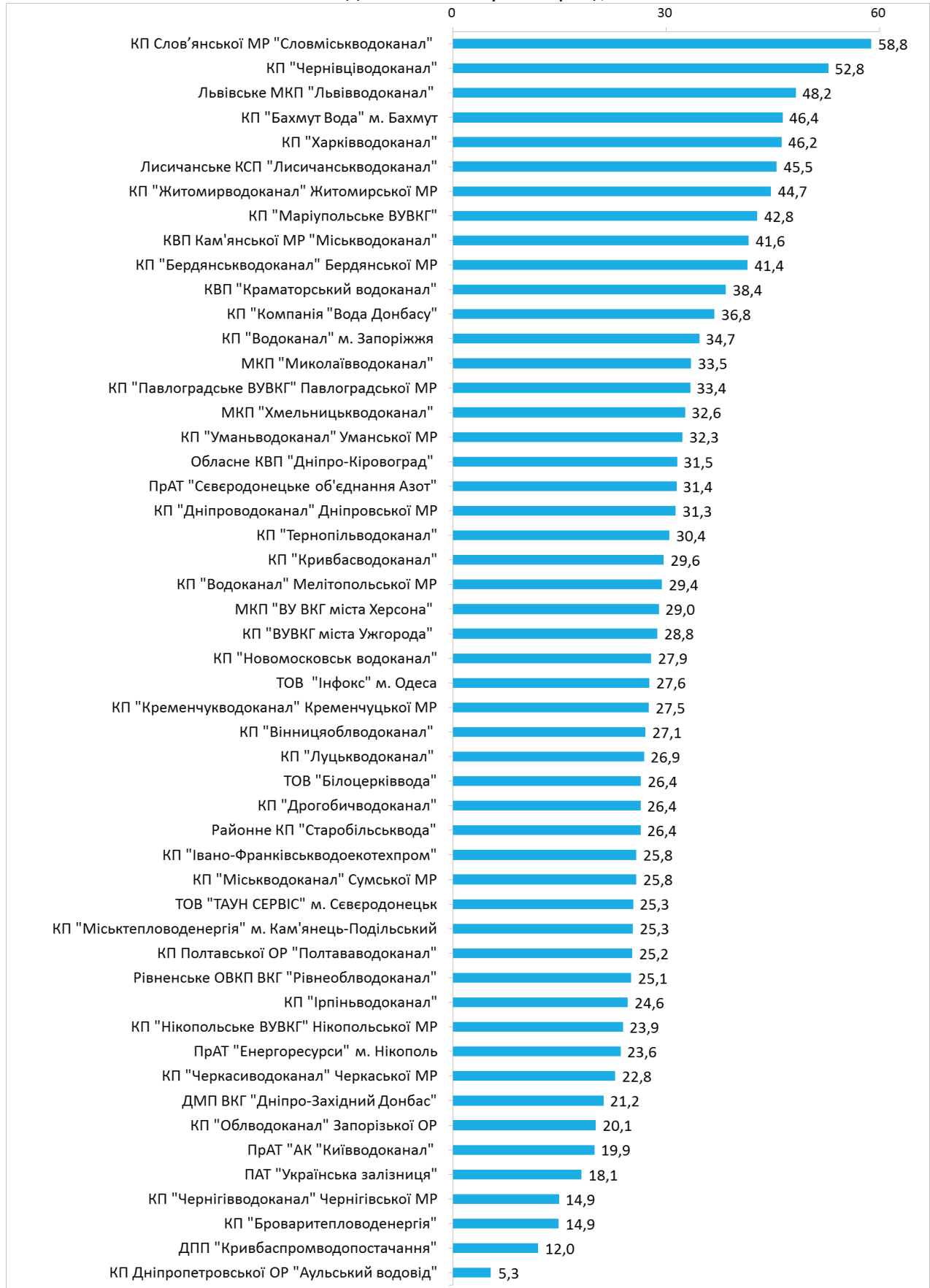
№ зп	Назва ліцензіата НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Централізоване водопостачання						Централізоване водовідведення					
		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %	
		Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ
	Кіровоградська область												
28	ОКВП "Дніпро-Кіровоград" Луганська область	2,96	7,68	3,33	8,88	12,50%	15,63%	-	6,18	-	7,95	-	28,64%
29	КП "Алчевське ВУВКГ"	-	7,50	-	7,50	-	0,00%	-	1,56	-	1,56	-	0,00%
30	Лисичанське КСП "Лисичанськводоканал"	-	12,43	-	15,30	-	23,09%	-	5,15	-	5,93	-	15,15%
31	ТОВ «ТАУН СЕРВІС»	-	5,24	-	6,08	-	16,03%	-	4,88	-	5,76	-	18,03%
32	РКП "СТАРОБІЛЬСЬКВОДА"	-	11,43	-	11,43	-	0,00%	-	15,69	-	15,69	-	0,00%
	Львівська область												
33	Львівське МКП «Львівводоканал»	1,98	4,55	2,98	6,41	50,51%	40,88%	0,52	3,35	0,72	3,42	38,46%	2,09%
34	КП "Дрогобичводоканал" Дрогобицької МР Львівської області	3,61	8,00	4,70	9,70	30,19%	21,25%	1,30	4,63	1,60	5,18	23,08%	11,88%
	Миколаївська область												
35	Міському КП «Миколаївводоканал»	-	4,84	-	7,19	-	48,55%	-	3,83	-	5,10	-	33,16%
	Одеська область												
36	ТОВ «Інфокс» Філія «Інфоксводоканал»	2,45	6,11	2,74	7,77	11,84%	27,17%	1,61	4,71	1,68	5,67	4,35%	20,38%
	Полтавська область												
37	КП "Кременчукводоканал"	-	3,01	-	4,76	-	58,14%	-	3,93	-	5,77	-	46,82%
38	КП "Полтававодоканал"	-	6,46	-	6,44	-	-0,31%	-	5,04	-	5,03	-	-0,20%
	Рівненська область												
39	РОВКП ВКГ "Рівнеоблводоканал"	-	6,32	-	6,87	-	8,70%	2,04	4,83	2,35	5,61	15,20%	16,15%
40	ПАТ «Рівнеазот»	послуга не надається						-	0,88	-	1,24	-	40,91%

## Перелік ліцензіатів НКРЕКП, яким встановлено тарифи на централізоване водопостачання та водовідведення у 2016-2017 роках, грн/куб. м (без ПДВ)

№ зп	Назва ліцензіата НКРЕКП у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Централізоване водопостачання						Централізоване водовідведення					
		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %		2016		2017		Приріст тарифу 2017/2016, %	
		Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	Тариф для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ	для споживачів, що не є суб'єктами господарювання у сфері ЦВВ
	Сумська область												
41	КП «Міськводоканал» Сумської МР	-	4,32	-	6,23	-	44,21%	-	4,16	-	4,96	-	19,23%
	Тернопільська область												
42	КП "Тернопільводоканал"	-	3,70	-	4,30	-	16,22%	2,23	5,17	2,55	5,82	14,35%	12,57%
	Харківська область												
43	КП "Харківводоканал"	2,82	6,61	2,99	7,18	6,03%	8,62%	1,03	3,56	2,13	3,98	106,80%	11,80%
	Херсонська область												
44	МКП "ВУВКГ міста Херсона"	-	6,38	-	6,84	-	7,21%	-	5,58	-	6,20	-	11,11%
	Хмельницька область												
45	МКП "Хмельницькводоканал"	-	4,33	-	5,41	-	24,94%	-	4,71	-	5,48	-	16,35%
46	КП «Міськтепловоденергія» м. Кам'янець-Подільський	-	5,70	-	8,01	-	40,53%	-	4,85	-	6,21	-	28,04%
	Черкаська область												
47	КП "Черкасиводоканал" Черкаської МР	1,94	5,14	2,10	6,03	8,25%	17,32%	1,92	3,97	2,41	4,94	25,52%	24,43%
48	ПАТ "АЗОТ" м. Черкаси	послуга не надається						-	1,18	1,59	2,01	-	70,34%
49	КП «Уманьводоканал» Уманської МР	-	11,55	-	12,19	-	5,54%	-	8,60	-	8,94	-	3,95%
	Чернівецька область												
50	КП "Чернівціводоканал"	2,75	6,91	2,78	7,27	1,09%	5,21%	-	3,46	-	3,78	-	9,25%
	Чернігівська область												
51	КП "Чернігівводоканал"	-	7,14	-	7,91	-	10,78%	-	6,36	-	6,77	-	6,45%
	місто Київ												
52	ПАТ "АК "Київводоканал"	2,02	5,11	2,17	6,32	7,43%	23,68%	2,18	5,18	2,12	5,50	-2,75%	6,18%

### Додаток 5.3.5

Рівень витрат води на технологічні потреби і втрат води з розподільчих мереж водопостачання у 2017 році, %





**Додаток 5.3.6**

Показники комерційної якості надання послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення по компаніях у III - IV кварталах 2017 року

Ліцензіати з водопостачання та водовідведення	Показники комерційної якості надання послуг (крім повірки приладів обліку)			Показники комерційної якості надання послуг з повірки приладів обліку		
	Загальна кількість наданих послуг	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %	Загальна кількість наданих послуг	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
КП "Вінницяоблводоканал"	1127	13	1,15%	2646	0	0,00%
КП "Луцькводоканал"	310	0	0,00%	1486	0	0,00%
ДПП "Кривбаспромводопостачання"	7	1	14,29%	0	0	0,00%
КП "Дніпроводоканал" Дніпропетровської міськради	2344	0	0,00%	60339	0	0,00%
КП "Кривбасводоканал"	2926	9	0,31%	53	0	0,00%
КП Дніпропетровської облради "Аульський водовід"	22	0	0,00%	0	0	0,00%
КВП Кам'янської міськради "Міськводоканал"	799	0	0,00%	7	0	0,00%
КП "Нікопольське ВВКГ"	45	0	0,00%	150	0	0,00%
ДМП ВКГ "Дніпро-Західний Донбас"	40	1	2,50%	0	0	0,00%
КП "Новомосковськ водоканал"	187	4	2,14%	1079	8	0,74%
ПрАТ "Енергоресурси"	1	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Павлоградське ВУВКГ"	71	0	0,00%	3140	3	0,10%
КВП "Краматорський водоканал"	264	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Маріупольське ВУВКГ"	976	0	0,00%	5069	1	0,02%
КП "Компанія "Вода Донбасу"	2478	106	4,28%	41259	253	0,61%
КП "Бахмут-вода"	143	0	0,00%	2816	0	0,00%
КП Слов'янської міськради "Словмиськводоканал"	357	0	0,00%	861	0	0,00%
КП "Житомирводоканал"	1445	14	0,97%	886	1	0,11%
КП "ВУВКГ міста Ужгорода"	593	1	0,17%	1981	0	0,00%
КП "Водоканал" Мелітопольської міськради	319	0	0,00%	1790	0	0,00%
КП "Водоканал" (м. Запоріжжя)	1617	0	0,00%	1	0	0,00%
КП "Бердянськводоканал"	1172	0	0,00%	532	0	0,00%
КП "Облводоканал" Запорізької облради *	-	-	-	-	-	-
КП "Івано-Франківськводоекотехпром"	328	0	0,00%	2639	0	0,00%
ПАТ "АК "Київводоканал"	3939	11	0,28%	15792	0	0,00%
ПАТ "Українська залізниця"***	31	0	0,00%	18	0	0,00%
ТОВ "Білоцерківвода"	203	0	0,00%	2250	0	0,00%
КП "Ірпінськводоканал"	304	0	0,00%	323	0	0,00%
КП "Броваритепловодоенергія"	160	0	0,00%	168	0	0,00%

## Продовження додатка 5.3.6

Ліцензіати з водопостачання та водовідведення	Показники комерційної якості надання послуг (крім повірки приладів обліку)			Показники комерційної якості надання послуг з повірки приладів обліку		
	Загальна кількість наданих послуг	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %	Загальна кількість наданих послуг	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
Обласне КВП "Дніпро-Кіровоград"	20519	2	0,01%	2250	0	0,00%
ТОВ "Таун сервіс"	9	0	0,00%	7218	0	0,00%
КП "Лисичанськводоканал"	565	0	0,00%	1377	0	0,00%
Районне комунальне підприємство «Старобільськвода»	76	0	0,00%	160	0	0,00%
ПрАТ "Северодонецьке об'єднання Азот"	0	0	0,00%	0	0	0,00%
МКП "Львівводоканал"	934	2	0,21%	0	0	0,00%
КП "Дрогобичводоканал"	297	0	0,00%	2	0	0,00%
МКП "Миколаївводоканал"	513	0	0,00%	0	0	0,00%
ТОВ "Інфокс"	1481	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Кременчукводоканал"	197	0	0,00%	5073	0	0,00%
КП "Полтававодоканал"	1270	25	1,97%	13766	0	0,00%
ВКПВКГ "Рівнеоблводоканал"	799	0	0,00%	7432	0	0,00%
ПАТ "Рівнеазот"	0	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Міськводоканал Сумської міськради"	416	0	0,00%	16118	0	0,00%
КП "Тернопільводоканал"	6312	2	0,03%	0	0	0,00%
КП "Харківводоканал"	3162	95	3,00%	10681	251	2,35%
МКП "ВУВКГ міста Херсона"	565	0	0,00%	4	0	0,00%
МКП "Хмельницькводоканал"	598	1	0,17%	3692	0	0,00%
КП "Міськтепловоденергія" (м. Кам'янець-Подільський)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Черкасиводоканал"	478	0	0,00%	5146	0	0,00%
КП "Уманьводоканал"	352	0	0,00%	2069	0	0,00%
ПАТ "Азот" (м. Черкаси)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
КП "Чернігівводоканал"	703	0	0,00%	11502	0	0,00%
КП "Чернівціводоканал"	475	109	22,95%	0	0	0,00%

\* дані від ліцензіата відсутні

\*\* дані за 4-й квартал 2017 року

### Додаток 5.3.7

Показники комерційної якості надання послуг у сфері централізованого водопостачання та водовідведення по Україні у III – IV кварталах 2017 року

Код послуги	Тип послуги	Загальна кількість наданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
S1	Надання доступу до мережі водопостачання:	11222		257	2,30%
S1.1	видача технічних умов	9344	10 роб. днів	115	1,24%
S1.2	підключення об'єкта замовника до мереж	1878	10 днів	142	7,59%
S2	Надання доступу до мережі водовідведення:	6227		111	1,80%
S2.1	видача технічних умов	5147	10 роб. днів	62	1,22%
S2.2	підключення об'єкта замовника до мереж	1080	10 днів	49	4,54%
S3	Періодична повірка засобів обліку	257843	місяць	519	0,20%
S4	Перевірка кількісних або якісних показників надання послуг (з питань водопостачання)	970		0	0,00%
S4.1	проведення перевірки кількісних або якісних показників надання послуг	970		0	0,00%
S4.2	розгляд акту-претензії за результатами перевірки	0	3 роб. дні	0	0,00%
S5	Перевірка кількісних або якісних показників надання послуг (з питань водовідведення)	377		0	0,00%
S5.1	проведення перевірки кількісних або якісних показників надання послуг	377		0	0,00%
S5.2	розгляд акту-претензії за результатами перевірки	0	3 роб. дні	0	0,00%
S6	Відповідь на письмові звернення побутових споживачів(з питань водопостачання), в т.ч.:	14354		21	0,15%
S6.1	на скарги щодо незадовільної якості питної води	286	місяць	0	0,00%
S6.2	на скарги на недостатній тиск у мережі	1661	місяць	9	0,54%
S6.3	на скарги на перерви у водопостачанні	3107	місяць	7	0,23%
S6.4	інші звернення	9300	місяць	5	0,05%
S7	Відповідь на письмові звернення побутових споживачів (з питань водовідведення), в т.ч.:	2880		6	0,21%
S7.1	на скарги щодо незадовільної якості надання послуг з водовідведення	1769	місяць	6	0,34%
S7.2	інші звернення	1111	місяць	0	0,00%
	Водопостачання	284389		797	0,28%
	Водовідведення	9484		117	1,24%
	<b>Усього</b>	<b>293873</b>		<b>1309</b>	<b>0,40%</b>

### Додаток 5.3.8

Показники надійності (безперервності) водопостачання та якості питної води за III – IV квартали 2017 року

№ з/п	Ліцензіати у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Середня тривалість перерв в мережах водопостачання, хв.			Середня частота перерв в мережі			Кількість перерв на 100 км мереж			Показники якості питної води		
		заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	Кількість проб	Кількість проб з відхиленням від стандартів якості питної води	% проб з відхиленням показників якості питної води
1	КП "Вінницяоблводоканал"	-	51,65	-	-	0,23	-	-	12,89	-	11965	3	0,03%
2	КП "Луцькводоканал"	0,45	100,92	3,24	0,00	0,29	0,01	0,32	26,96	1,59	1350	29	2,15%
3	ДПП "Кривбаспромводопостачання"	1449,03	10,22	2,76	0,40	0,03	0,01	1,60	0,32	0,16	38004	1497	3,94%
4	КП "Дніпроводоканал" Дніпропетровської міськради *	-	53,17	-	0,00	0,07	0,00	-	0,66	-	7561	375	4,96%
5	КП "Кривбасводоканал"	61,62	9,15	1,55	0,18	0,03	0,01	7,54	1,79	0,37	727	151	20,77%
6	КП Дніпропетровської облради "Аульський водовід"	-	119,70	-	-	0,79	-	0,00	12,19	-	79889	929	1,16%
7	КВП Кам'янської міськради "Міськводоканал"	3030,51	16,94	-	1,29	0,09	-	0,27	17,51	-	4320	157	3,63%
8	КП "Нікопольське ВВКГ"	48,81	212,71	-	0,17	0,65	-	12,04	50,80	-	7683	238	3,10%
9	ДМП ВКГ "Дніпро-Західний Донбас"	-	-	22,82	-	-	0,03	0,00	0,00	0,44	3273	111	3,39%
10	КП "Новомосковськ водоканал"	9,27	225,60	-	0,05	0,64	-	5,91	50,82	0,00	561	9	1,60%
11	ПрАТ "Енергоресурси"	32,11	-	-	0,17	-	-	37,93	-	-	4488	33	0,74%
12	КП "Павлоградське ВУВКГ"	-	462,92	-	-	2,00	-	0,00	32,67	0,00	1082	1	0,09%
13	КВП "Краматорський водоканал"	-	140,92	-	-	0,70	-	-	26,10	-	379	5	1,32%
14	КП "Маріупольське ВУВКГ"	13422,64	1,13	8,52	27,82	0,00	0,03	24,55	0,01	0,04	1931	1931	100,00%

## Продовження додатка 5.3.8

№ з/п	Ліцензіати у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Середня тривалість перерв в мережах водопостачання, хв.			Середня частота перерв в мережі			Кількість перерв на 100 км мереж			Показники якості питної води		
		заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	Кількість проб	Кількість проб з відхиленням від стандартів якості питної води	% проб з відхиленням показників якості питної води
15	КП "Компанія "Вода Донбасу"	529,37	1221,43	721,67	0,88	1,65	0,26	1,99	17,33	0,15	23835	3016	12,65%
16	КП "Бахмут-вода"	1093,12	29,85	-	0,94	0,07	-	1,44	0,72	-	691	8	1,16%
17	КП Слов'янської міськради "Словмиськводоканал"	156,34	2000,13	420,89	0,22	1,00	0,79	0,31	3,36	3,97	919	0	0,00%
18	КП "Житомирводоканал"	0,00	703,56	9,58	0,00	2,71	0,23	0,00	17,68	1,33	1837	64	3,48%
19	КП "ВУВКГ міста Ужгорода"	304,81	80,61	11,87	1,87	1,20	0,07	12,60	12,25	2,10	1759	4	0,23%
20	КП "Водоканал" Мелітопольської міськради	-	40,81	-	-	0,13	-	-	14,92	-	1239	19	1,53%
21	КП "Водоканал" (м. Запоріжжя)	78,25	134,35	13,41	0,18	0,38	0,05	3,73	10,67	1,76	17688	15	0,08%
22	КП "Бердянськводоканал"	21,85	278,99	4,98	0,03	1,23	0,04	0,51	30,74	0,25	3454	255	7,38%
23	КП "Облводоканал" Запорізької облради	0,18	2622,37	-	0,00	4,31	-	0,11	28,77	-	6176	137	2,22%
24	КП "Івано-Франківськводокотехпром"	1,46	0,04	-	0,006	0,0002	-	19,301	1,0070	-	7622	2	0,03%
25	ПАТ "АК "Київводоканал"	2,85	4,65	0,76	0,001	0,01	0,003	3,989	30,59	8,921	18715	485	2,59%
26	ПАТ "Українська залізниця" **	20,82	121,58	0,18	0,07	0,24	0,000	0,03	0,37	0,003	17561	298	1,70%
27	ТОВ "Білоцерківвода"	1934,86	88,39	4,52	1,05	0,20	0,02	8,34	40,94	3,89	5710	6	0,11%
28	КП "Ірпінськводоканал"	-	33,87	-	-	0,23	-	-	31,68	-	623	3,02	0,49%
29	КП "Броваритепловодоенергія"	-	412,32	-	-	0,88	-	-	19,08	-	5009	0	0,00%

## Продовження додатку 5.3.8

№ з/п	Ліцензіати у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Середня тривалість перерв в мережах водопостачання, хв.			Середня частота перерв в мережі			Кількість перерв на 100 км мереж			Показники якості питної води		
		заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	Кількість проб	Кількість проб з відхиленням від стандартів якості питної води	% проб з відхиленням показників якості питної води
30	Обласне КВП "Дніпро-Кіровоград"	-	245,78	1,70	0,00	0,49	0,00	0,00	15,89	0,32	12628	165	1,31%
31	ТОВ "Таун сервіс"	80,76	55,89	0,00	0,23	0,28	0,00	35,07	22,85	0,00	1102	84	7,62%
32	КП "Лисичанськводоканал"	2530,96	2347,31	7258,62	1,44	5,94	7,90	1,02	3,36	5,11	1564	714	45,65%
33	ПрАТ "Севєродонецьке об'єднання Азот"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	МКП "Львівводоканал"	-	1139,85	5,88	0,00	2,26	0,00	0,00	32,89	0,43	715	358	50,07%
35	КП "Дрогобичводоканал"	-	918,81	3,40	0,00	1,58	0,02	0,00	15,34	0,12	8614	64	0,74%
30	Обласне КВП "Дніпро-Кіровоград"	-	245,78	1,70	0,00	0,49	0,00	0,00	15,89	0,32	12628	165	1,31%
36	РКП «Старобільськвода»	856,20	435,35	228,62	0,99	1,33	1,39	0,86	18,10	0,86	764	0	0,00%
37	МКП "Миколаївводоканал"	-	999,02	81,86	-	1,88	0,12	-	38,64	1,92	13517	138	1,02%
38	ТОВ "Інфокс"	5,34	3007,42	279,73	0,00	5,71	0,80	0,06	44,03	9,97	10045	12	0,12%
39	КП "Кременчукводоканал"	10,19	139,92	0,00	0,03	0,16	0,00	1,16	23,52	0,00	12062	7	0,06%
40	КП "Полтававодоканал"	15,16	265,32	1,52	0,04	0,69	0,00	0,37	59,20	0,87	1638	33	2,01%
41	ВКПВКГ "Рівнеоблводоканал"	43,44	222,60	18,60	0,17	0,36	0,09	4,68	29,87	4,95	1308	5	0,38%
42	ПАТ "Рівнеазот"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	КП "Міськводоканал" Сумської міськради	-	290,05	-	-	0,27	-	-	14,23	-	3087	6	0,19%
44	КП "Тернопільводоканал" *	2,70	3,07	-	0,00	0,01	-	1,14	0,85	-	609	0	0
45	КП "Харківводоканал"	987,42	1863,00	27,19	0,61	2,09	0,06	2,83	100,49	4,26	47450	869	1,83%
46	МКП "ВУВКГ міста Херсона"	70,61	165,88	184,65	0,20	0,50	0,75	4,49	25,93	3,94	1909	60	3,14%
47	МКП "Хмельницькводоканал"	88,90	32,37	-	0,15	0,15	-	9,15	19,28	-	4022	5	0,12%

## Продовження додатка 5.3.8

№ з/п	Ліцензіати у сфері централізованого водопостачання та водовідведення	Середня тривалість перерв в мережах водопостачання, хв.			Середня частота перерв в мережі			Кількість перерв на 100 км мереж			Показники якості питної води		
		заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	заплановані перерви з попередженням споживачів	З вини ліцензіата та планові перерви без попередження споживачів	Перерви внаслідок форс-мажору чи з вини інших осіб	Кількість проб	Кількість проб з відхиленням від стандартів якості питної води	% проб з відхиленням показників якості питної води
48	КП "Міськтепловоденергія" (м. Кам'янець-Подільський)	-	232,72	1,64	-	0,77	0,01	-	20,62	0,62	5312	0	0,00%
49	КП "Черкасиводоканал"	50,63	0,00	8,93	0,08	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	2986	0	0,00%
50	КП "Уманьводоканал"	-	2012,24	11,82	0,00	3,66	0,01	0,00	34,23	1,23	970	118	12,16%
51	ПАТ "Азот" (м. Черкаси)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	КП "Чернігівводоканал"	-	281,09	10,36	-	0,30	0,03	-	40,28	3,65	1557	98	6,29%
53	КП "Чернівціводоканал"	12,42	1074,39	418,58	0,04	1,85	0,41	0,70	18,54	2,82	1889	7	0,37%

\* Дані за 3-й квартал 2017 року

\*\* Дані за 4-й квартал 2017 року

### Додаток 6.2.1

#### Показник щільності побутових відходів в Україні

№ з/п	Область	Фактичні обсяги наданих послуг за видами діяльності підприємства у сфері поводження з побутовими відходами за 2015 рік, м <sup>3</sup>											
		Вивезення			Сортування			Перероблення			Захоронення		
		т	м <sup>3</sup>	щільність, м <sup>3</sup> /т	т	м <sup>3</sup>	щільність, м <sup>3</sup> /т	т	м <sup>3</sup>	щільність, м <sup>3</sup> /т	т	м <sup>3</sup>	щільність, м <sup>3</sup> /т
1	Вінницька	206933,02	1224864,55	5,92	375,24	12545,70	33,43				208596,78	1218668,85	5,84
2	Волинська	73200,00	926761,00	12,66							169822,00	987698,00	5,82
3	Дніпропетровська	892141,53	4829605,04	5,41		89,71					1058529,81	4643350,79	4,39
4	Донецька	476882,58	2300378,74	4,82	13,50	685,00	50,74				568740,22	2600906,79	4,57
5	Житомирська	202340,79	1025203,70	5,07							202340,79	1025203,26	5,07
6	Закарпатська	181975,94	768223,49	4,22							176253,14	831947,69	4,72
7	Запорізька	141623,50	2461213,32	17,38							400730,88	2943135,60	7,34
8	Івано-Франківська	149001,10	871606,50	5,85	1759,80	11197,00	6,36				145478,50	860409,50	5,91
9	Київська	1677071,00	1023174,00	0,61	3033,00	30000,00	9,89				205260,00	647592,00	3,15
10	Кіровоградська	233506,56	991530,80	4,25	289,00	1240,30	4,29				214414,96	914462,50	4,26
11	Луганська	143817,56	572860,01	3,98							118944,62	519737,70	4,37
12	Львівська												
13	Миколаївська	168429,70	954361,00	5,67							209872,50	1274536,00	6,07
14	Одеська	880485,52	4262061,47	4,84							880485,55	4262061,90	4,84
15	Полтавська	231060,75	1598550,49	6,92	400,80	4854,00	12,11				206541,86	1518416,38	7,35
16	Рівненська	143761,81	867286,86	6,03	2805,73	15808,29	5,63	29084,00	216308,00	7,44	134299,27	783403,97	5,83
17	Сумська	168054,08	730241,38	4,35							169343,21	744896,71	4,40
18	Тернопільська	169788,05	774766,20	4,56	18669,72	89999,98	4,82				150918,51	684766,89	4,54
19	Харківська	842988,43	3755399,94	4,45	2630,38	11836,70	4,50	531,87	2393,40	4,50	1157070,51	5217142,00	4,51
20	Херсонська	201133,70	898676,63	4,47							201133,70	898677,19	4,47
21	Хмельницька	268445,70	1311058,30	4,88	460,04	12470,00	27,11				267985,60	1298588,30	4,85
22	Черкаська	213689,72	962134,58	4,50							237914,42	1075961,08	4,52
23	Чернівецька	26551,70	651628,20	24,54							26552,00	651628,20	24,54
24	Чернігівська	199878,00	930971,00	4,66	517,20	2475,40	4,79				195566,00	896731,00	4,59
25	м. Київ	1176289,00	6030687,00	5,13	90481,00	674209,00	7,45	256260,00				3863371,00	
	<b>По Україні</b>	<b>9069049,73</b>	<b>40723244,2</b>	<b>4,49</b>	<b>121435,41</b>	<b>867411,08</b>	<b>7,14</b>	<b>285875,87</b>	<b>218701,40</b>	<b>0,77</b>	<b>7306794,83</b>	<b>40363293,0</b>	<b>5,52</b>



## Додаток 6.2.2

Середні діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами станом на 01.05.2017

№	Область	Діючі тарифи у сфері поводження з побутовими відходами, з ПДВ													
		З вивезення (включаючи захоронення) побутових відходів, разом:								З захоронення побутових відходів (окремо):					
		Населення				Бюджетні організації		Інші споживачі		Населення		Бюджетні організації		Інші споживачі	
		грн/м <sup>3</sup>	грн/т	грн/особу/міс.		грн/м <sup>3</sup>	грн/т	грн/м <sup>3</sup>	грн/т	грн/м <sup>3</sup>	грн/т	грн/м <sup>3</sup>	грн/т	грн/м <sup>3</sup>	грн/т
багатоповерхові будівлі	приватний сектор														
1	Вінницька	46,50	188,41	8,84	8,47	68,37	225,96	67,29	232,58	13,54	179,29	18,90	278,70	19,90	285,32
2	Волинська	49,35	14,15	7,88	10,26	50,77	66,77	53,08	77,88	12,59	27,40	11,63	23,55	14,38	20,58
3	Дніпропетровська	56,93	172,03	8,18	10,81	68,31	195,21	76,37	153,21	23,00	50,66	24,01	52,75	29,39	57,62
4	Донецька	65,63	216,87	10,57	11,81	70,69	203,61	76,69	196,46	17,82	54,42	17,13	49,18	18,17	40,97
5	Житомирська	47,56	227,33	7,49	8,46	60,51	201,64	65,74	240,15	18,96	71,52	21,54	76,52	16,06	80,52
6	Закарпатська	80,31		11,98	27,90	94,99		108,67		22,54	84,96	22,99	88,22	24,83	90,66
7	Запорізька	57,37	129,43	10,54	11,12	63,27	141,16	69,97	149,21	18,95	35,04	19,64	35,05	19,56	35,11
8	Івано-Франківська	44,51	107,65	11,71	12,26	66,09	231,30	75,96	245,56	22,98	47,98	27,63	55,17	30,24	62,37
9	Київська	70,89	89,83	15,17	13,02	84,95	141,84	98,26	153,46	16,92	21,27	38,34	165,10	42,90	174,60
10	Кіровоградська	60,33	147,35	10,16	17,43	78,71	126,00	79,09	172,16	9,20	48,52	47,51	72,38	47,74	82,63
11	Луганська	78,49		10,89	10,40	84,41		124,51	0,00	21,66		22,56		24,27	
12	Львівська														
13	Миколаївська	54,93	69,15	9,06	12,38	73,74	70,63	77,86	68,84	14,44		15,41		20,41	
14	Одеська	76,64	11,27	9,28	9,05	81,22	99,09	89,84	115,46	34,25		40,05		42,68	
15	Полтавська	48,52		5,98	12,41	44,51		48,66		12,91		15,72		17,42	
16	Рівненська	234,93	318,29	7,89	9,53	68,76	327,82	79,24	363,28	17,50	52,44	19,48	54,51	23,05	101,96
17	Сумська	51,91	172,54	7,63	8,34	62,26	181,51	70,62	293,50	15,22		16,09		17,98	
18	Тернопільська	65,62	251,00	8,33	8,73	68,29	291,00	72,79	304,00	29,20		31,73		32,57	
19	Харківська	59,25	225,63	9,83	14,30	69,22	252,74	78,83	301,13	17,04	81,48	18,96	93,48	20,90	112,44
20	Херсонська	47,97	116,24	11,52	9,73	70,63	141,98	79,32	144,69	17,49		16,67		20,26	
21	Хмельницька	53,70	245,18	8,53	8,14	64,70	258,16	68,24	290,35	11,52	48,38	13,84	58,65	15,36	73,26
22	Черкаська	67,07	171,40	10,17	9,52	72,42	247,68	81,88	360,16	16,84	46,80	22,62	118,88	25,69	169,80
23	Чернівецька	55,35	11,43	8,58	8,99	61,46	25,04	61,07	33,97	14,03	3,35	16,72	3,67	18,16	4,80
24	Чернігівська	55,72	222,00	6,81	6,52	57,19	233,57	63,08	266,02	17,00	143,72	17,26	150,56	18,88	165,73
25	м.Київ	67,98				73,90		85,73		13,32	87,00	14,58	87,00	17,72	87,00
В середньому по Україні		66,56	155,36	9,44	11,29	69,14	183,13	77,20	198,19	17,87	63,78	22,12	86,08	24,10	96,79

### Додаток 6.2.3

Середній рівень затверджених норм вивезення (утворення) побутових відходів на одного мешканця у 2017 році залежно від виду благоустрою будинку

№ з/п	Область	Багатоквартирні та одноквартирні будинки з наявністю всіх видів благоустрою			Багатоквартирні та одноквартирні будинки за відсутності одного з видів благоустрою (з газовим опаленням/з опаленням на твердому паливі)			Одноквартирні будинки (приватний сектор) з присадибною ділянкою за відсутності жодного виду благоустрою (з газовим опаленням/з опаленням на твердому паливі)		
		Середньорічна		Показник щільності	Середньорічна		Показник щільності	Середньорічна		Показник щільності
		кг	м <sup>3</sup>		м <sup>3</sup> /т	кг		м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т	
1	Вінницька	319,15	1,72	5,37	260,44	1,82	6,99	315,23	2,01	6,38
2	Волинська	305,56	1,52	4,97	309,46	1,52	4,91	356,33	1,57	4,41
3	Дніпропетровська	299,76	1,73	5,77	433,48	1,81	4,18	450,77	1,86	4,13
4	Донецька	345,19	1,77	5,13	388,64	1,82	4,68	504,22	1,95	3,87
5	Житомирська	293,13	1,88	6,42	344,27	1,79	5,21	477,43	2,03	4,26
6	Закарпатська	365,28	1,68	4,59	314,00	1,74	5,54	446,00	1,93	4,33
7	Запорізька	299,14	1,58	5,30	408,99	2,04	4,99	458,82	1,77	3,85
8	Івано-Франківська	349,08	1,62	4,64	350,35	1,65	4,72	492,85	1,64	3,33
9	Київська	392,96	3,94	10,03	429,05	1,93	4,51	431,65	1,74	4,04
10	Кіровоградська	306,52	1,57	5,11	607,41	1,90	3,12	407,17	1,53	3,77
11	Луганська	317,00	1,47	4,64	332,02	1,99	5,98	481,32	1,56	3,25
12	Львівська									
13	Миколаївська	364,71	1,62	4,44	392,76	1,68	4,29	448,68	1,77	3,94
14	Одеська	416,87	1,69	4,05	486,72	1,95	4,01	546,69	2,18	3,98
15	Полтавська	355,58	1,84	5,17	356,06	1,67	4,68	470,17	1,99	4,23
16	Рівненська	301,04	1,49	4,94	338,08	1,61	4,75	501,08	1,84	3,68
17	Сумська	312,58	1,64	5,25	336,37	1,57	4,67	403,24	1,68	4,17
18	Тернопільська	310,40	1,63	5,25	365,88	1,67	4,56	359,40	1,71	4,76
19	Харківська	324,11	1,64	5,05	387,04	1,62	4,20	490,74	1,78	3,64
20	Херсонська	233,45	1,34	5,76	314,54	1,76	5,58	378,10	1,77	4,68
21	Хмельницька	401,38	1,72	4,29	432,68	1,94	4,48	399,69	2,02	5,05
22	Черкаська	332,69	1,71	5,15	304,62	1,60	5,24	446,94	1,87	4,18
23	Чернівецька	245,37	1,74	7,11	345,27	1,87	5,42	480,80	1,83	3,80
24	Чернігівська	267,34	1,77	6,62	363,99	1,87	5,14	421,50	1,95	4,63
25	м. Київ									
<b>По Україні</b>		<b>324,27</b>	<b>1,75</b>	<b>5,44</b>	<b>374,01</b>	<b>1,77</b>	<b>4,86</b>	<b>442,12</b>	<b>1,83</b>	<b>4,19</b>