

Република България

Осъществяване на преход към финансова
стабилизация и пазарна реформа на енергийния
сектор

Резюмиран доклад

Възмездна техническа помощ

Ноември 2016 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

ПРИОРИТЕТНА ОБЛАСТ 1: ОТ ФИНАНСОВО ВЪЗСТАНОВЯВАНЕ КЪМ ДЪЛГОСРОЧНО СТАБИЛИЗИРАНЕ	8
ПРИОРИТЕТНА ОБЛАСТ 2: ПРЕХОД КЪМ НОВ ПАЗАРЕН МОДЕЛ	11
ПРИОРИТЕТНА ОБЛАСТ 3: ПАЗАРНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ И ЦЕНОВА ДОСТЪПНОСТ	16
ПРИОРИТЕТНА ОБЛАСТ 4: ИНСТИТУЦИОНАЛНА ОРГАНИЗАЦИЯ В ПОДКРЕПА НА ПРЕХОДА	20

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

ФИГУРА 1: ФИНАНСОВО СЪСТОЯНИЕ НА РЕГУЛИРАНИЯ СЕКТОР	5
ФИГУРА 2: ЕНЕРГИЙНИ РАЗХОДИ НА НАСЕЛЕНИЕТО ПО РАЗХОДНИ КОМПОНЕНТИ (ДЯЛ ОТ ОБЩИТЕ РАЗХОДИ, ВСИЧКИ ДОМАКИНСТВА)	7
ФИГУРА 3: ПРОГНОЗНО ФИНАНСОВО СЪСТОЯНИЕ НА РЕГУЛИРАНИЯ СЕКТОР	9
ФИГУРА 4: ФИНАНСОВО СЪСТОЯНИЕ НА РЕГУЛИРАНИЯ СЕГМЕНТ – АНАЛИЗ НА ЧУВСТВИТЕЛНОСТТА	9
ФИГУРА 5: ИДЕЕН ВАРИАНТ ЗА ОРГАНИЗИРАНЕ НА ПАЗАРА	15
ФИГУРА 6: СХЕМА НА ПРЕХОДА КЪМ КОНКУРЕНТЕН ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР	21

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

ТАБЛИЦА 1: ДОГОВОРИ ЗА РАЗЛИКА – ОСНОВНИ ПАРАМЕТРИ	13
--	----

Настоящият резюмиран доклад представя ключовите констатации от услугите по техническата помощ и консултациите, предоставени на Българския енергиен холдинг (БЕХ) в контекста на проекта за възмездни консултации от страна на Световната банка. Проектът има за цел предоставяне на солидна аналитична база и на варианти и подходи, които да бъдат взети предвид от БЕХ и държавните власти при дефинирането на техните политики и стратегия за финансовото възстановяване и либерализацията на българския енергиен пазар. Докладът бе изготвен от екип на Световна банка, състоящ се от Клаудия Васкез (ръководител на екипа по заданието), Праджакта Аджит Читре, Арно Брод, Дебабрата Чатопадий, Боряна Гочева, Габриела Инчаусте, Хавиер Инон, Еолина Милова, Хосе Монтез и Виктория Левин. От Ханс-Арилд Бредесен от Норд Пуул Кънсалтинг също бе предоставена изходяща информация за доклада. Екипът изказва благодарности на Министерството на енергетиката, Българския енергиен холдинг и заинтересованите страни от сектора за тяхната ценна помощ и сътрудничество в хода на изготвянето на настоящия доклад.

Кратък преглед

- През последните няколко години енергийният сектор на България е под значително финансово напрежение. В следствие на предприетите държавни политики в миналото, натрупаният финансов дефицит в регулирания сектор, който обхваща потребителите с право на избор на регулирани цени, бе оценен на 1.9 млрд. лв. към края на 2015 г. (2 на сто от БВП).
- Реализираните законодателни и регулаторни мерки през 2015 г. спомогнаха за значителното намаляване на ценовия дефицит до 71 млн. лв. през 2015 г., в сравнение с 435 млн. лв. през 2014 г.
- За затвърждаване на финансовото възстановяване на сектора ще са необходими две допълнителни мерки: (а) държавна подкрепа за намаляване на разходите за погасяване на натрупаните задължения и (б) Увеличаване на такса „Задължение към обществото“ за всички потребители с приблизително пет процента на година до 2019 г. За регулираните потребители, увеличението от тази мярка в крайната цена за електроенергия се очаква да бъде едва 2 процента годишно след корекция за инфлация.
- Моделът на функциониране на регулирания сектор с единствен купувач / обществен доставчик (в лицето на Национална електрическа компания (НЕК)) вече не е приложим, тъй като се налага въвеждането на нов подход за прехода към конкурентен енергиен пазар, съвместим с вътрешния електроенергиен пазар на Европейския Съюз (ЕС).
- Реализирането на организиран пазар „Ден напред“ (ПДН) от страна на Българската независима енергийна борса (БНЕБ) е значителен напредък за прехода към конкурентен енергиен пазар. Следващата стъпка е да се увеличи ликвидността на пазара, за да може ПДН да осигури надеждна референтна цена, чрез (а) въвеждане на механизъм за търговия на технологичните загуби на пазарен принцип и (б) интегриране на производителите с дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и производителите, възползващи се от преференциални цени на пазара на едро. Второто може да бъде постигнато чрез въвеждане на Договори за разлика (ДЗР).
- Трябва да се върви в посока разработване на организирани пазар за двустранна търговия (ДТ) и пазар „в рамките на деня“ (ПРД), които да допълнят ПДН. С цел подобряване на прозрачността и ефикасността при двустранните сделки е препоръчително, държавните предприятия – производители на електрическа енергия да прехвърлят своята търговия на платформата за ДТ.

- Друг приоритет е обединението с електроенергийния пазар на ЕС. Това е единственият устойчив начин за избягване на потенциален риск от нарушаване на конкуренцията на пазара. Това се дължи на факта, че България е сравнително малък пазар и малък брой производители могат да имат доминираща позиция на него.
- Процесът на пълна либерализация на електроенергийния пазар трябва да продължи. Препоръчва се поетапен подход чрез постепенно преминаване от регулирани към пазарно-ориентирани цени за битовите потребители. Това ще позволи на домакинствата да се адаптират плавно към пазарните цени на електроенергията преди пълното премахване на регулираните тарифи.
- От критично значение за осигуряване на социалната устойчивост на финансовата стабилизация на сектора и прехода към пазарно ценообразуване ще бъде защитата на бедните потребители чрез подобрения в (а) програмите за социално подпомагане, в краткосрочен план и (б) енергийна ефективност, в средносрочен план.
- Предложената понастоящем от правителството социална тарифа би спомогнала за смекчаване на обедняването от промяна в цените и от премахването на регулираните цени, ако бъде избран такъв вариант. За да се гарантира, че допустимите физически лица и домакинства ще се възползват от програмата, се препоръчва максимално ефективното използване на наличните административни ресурси с цел автоматично включване в програмата. Правителството трябва също да разгледа варианти за разширяване на критериите за допустимост за големите домакинства с ниски доходи и потребление над 150 KWh на месец, тъй като тези домакинства са идентифицирани от Световната банка като „енергийно уязвими“.
- Ще бъде необходимо въвеждане на адекватна институционална рамка чрез законодателни и регулаторни промени. Функциите и ролята на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) трябва да бъдат засилени и разширени, ако фондът стане институцията, отговорна за разплащане на натрупания дефицит, както и страна по ДзР .
- Въвеждането на новия пазарен модел ще бъде съпроводено със сериозни предизвикателствата за България. Трябва да се засилят правомощията и капацитета на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕРВ) за осъществяване на адекватен контрол на пазара с цел осигуряване на ефективното му и прозрачно функциониране. Доброто управление и оперативна независимост на БНЕБ, ФСЕС и КЕРВ ще са от важно значение за осигуряване на прозрачност на пазара и връщане на доверието на участниците.

Въведение

През последните няколко години енергийният сектор на България е подложен на значително финансово напрежение. Натрупаният финансов дефицит в регулирания сектор¹ е оценен на 1.9 млрд. лв. към края на 2015 г. (2 на сто от БВП). В допълнение на това, моделът на функциониране на регулирания пазар с единствен обществен доставчик трябва да бъде премахнат и да се въведе нов подход за преход към конкурентен енергиен пазар, съвместим с вътрешния електроенергиен пазар на ЕС. Първоначалният резултат от предприетите в последно време мерки за финансова стабилизация на сектора и създаване на организиран пазар е обнадеждаващ. В бъдеще са необходими допълнителни усилия за укрепване на прехода към финансово възстановяване и за насърчаване на конкуренцията в сектора.

Българският енергиен сектор има значителни силни страни

Българският енергиен сектор се характеризира с диверсифициран микс на доставките, състоящ се основно от електропроизводство от ВЕЦ, АЕЦ, ВЕИ и ТЕЦ. Гарантираният капацитет, на който може да се разчита при пикови натоварвания на системата, е под 10,000 MW, но е достатъчен за посрещане на пиково потребление в краткосрочен до средносрочен план (7,817 MW през 2020 г.) при нормални условия (т.е., в отсъствието на внезапни спирания на електроподаването, ограничения в горивата или преноса). България също така е част от една силна, взаимосвързана електроенергийна система, която повишава системната надеждност и същевременно създава значителни възможности за внос/износ. Благодарение на значителния дял на ядрени и въглищни централи за базовото натоварване, оценките са, че инсталираните мощности са достатъчни за задоволяване на потреблението на цена под 72 лв./MWh, която е относително по-ниска от цената на едро в региона. Това е и една от причините, поради които се очаква България да остане нетен износител.

Дисбалансът между приходите и разходите в системата е довел до финансови проблеми в сектора

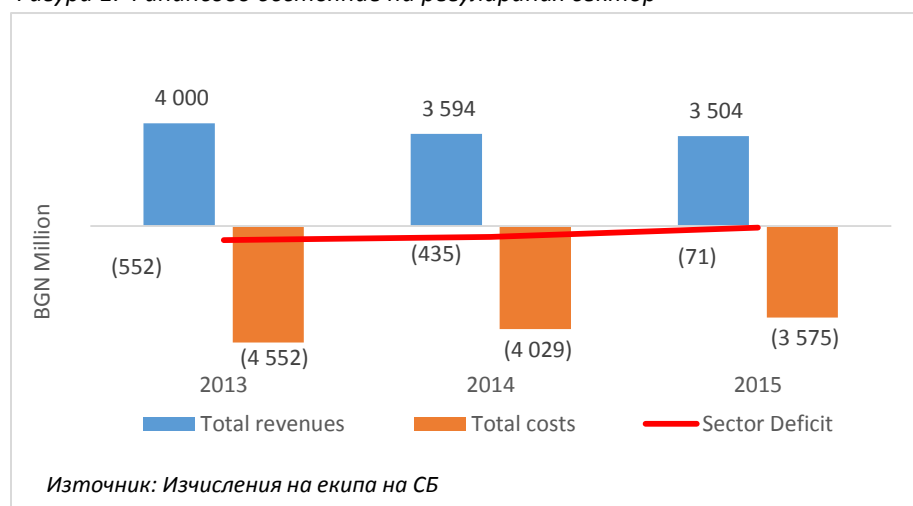
В изпълнение на европейските и национални цели за производство на енергията от възобновяеми източници, България е реализирала секторни политики за увеличаване на производствения си капацитет. От 2012 г. насам разходите в сектора се увеличават в следствие на финансовите задължения, произтичащи от плащания по дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия по преференциални цени от възобновяеми източници и по преференциални добавки за високо ефективно комбинирано производство на електроенергия. Според КЕВР, в периода 2012-2015 г. необходимите приходи за покриване на тези разходи са се увеличили с около 20%, а дялът на регулирания сектор се е свил с около една трета в съответствие с либерализацията на пазара. Това, респективно, оказва сериозен

¹ В хода на постепенната либерализация на пазара, цените на електроенергията за промишлени и търговски потребители на мрежите на средно и ниско напрежение в България биват постепенно дерегулирани. Към 2015 г. единствено битовите потребители (домакинствата) имат правото да използват регулираната цена. Потребители с регулирана цена представляват т.н. „регулиран сектор“.

натиск върху цените на електроенергията. В следствие на провежданата държавна политика, средните цени на електроенергия за домакинствата, определяни от КЕВР, са се понижили с около 7% между март 2013 г. и юни 2015 г. въпреки нарастващите разходи в системата.

В следствие на провежданата политика с сектора и поради недостиг на приходите в системата се формира „тарифен дефицит“. Дефицитът е следствие на това, че приходите от крайните цени за електроенергия са били на стойност по-ниска от разходите на енергийните дружества, свързани с производството, преноса и продажбата на електроенергия. През 2013 г. дефицитът в системата достига рекордна стойност от 552 млн. лв. (Фигура 1). Натрупаният тарифен дефицит е най-осезаем в НЕК, дъщерно дружество на БЕХ, в следствие на ролята му на обществен доставчик на електроенергия на регулирания пазар. За решаване на ликвидните проблеми и задлъжнялостта на НЕК, Българския енергиен холдинг двукратно е привлякъл външно финансиране² като кредитният му рейтинг е понижен на два пъти през 2015 г.

Фигура 1: Финансово състояние на регулирания сектор



Тарифният дефицит е оказал въздействие и върху енергийните дружества по цялата верига на доставките. НЕК натрупва значителни просрочени задължения към независимите производители на електроенергия (НПЕ), производителите на възобновяема енергия (ВЕ) и електроразпределителните и електроснабдителните дружества. Към края на 2014 г., повечето ключови дружества в сектора имат почти нулеви или отрицателни маржове на печалба (дефинирани като съотношението между нетните приходи и продажби). Тарифният дефицит има по-широкообхватни икономически последици, тъй като някои енергийни дружества са изпитвали затруднения при изпълнението на задълженията си към местни и международни финансови институции.

Направени са важни стъпки за справяне с финансовия дефицит и за стартиране на прехода към конкурентен пазар

² БЕХ емитира две облигационни емисии на стойност 500 млн. евро и 550 млн. евро, съответно през октомври 2013 г. и август 2016 г.

Отчитайки сериозните финансови дисбаланси, държавата реализира редица мерки, целящи увеличаване на приходите в системата, успоредно с намаляване на разходите ѝ. Ключовите действия включват:

- Ограничаване на, изкупуваните от НЕК, количества електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на преференциални цени, само до тези количества, които са произведени по високо ефективен, комбиниран начин (тези обеми се установяват от КЕВР);
- Насочване на приходите от продажбата на квоти за емисии парникови газове за компенсиране на разходите на НЕК, произтичащи от изпълнение на законовите му задължения (напр. по дългосрочните ДИЕ и преференциални цени и добавки за когенерации). Тези приходи се събират във фонд „Сигурност на електроенергийната система към Министерството на енергетиката;
- Увеличение на таксата „Задължение към обществото“ (ТЗО) за небитовите потребители от 18.9 лв./MWh през 2014 г. на 36.8 лв./MWh през регулаторните периоди 2014/2015 и 2015/2016. Тази мярка е от критично значение за редуциране на дефицита и в синхрон с нормативната уредба, която предвижда, че производствените разходи се поемат от всичките потребители на електроенергия – независимо дали са в регулирания сегмент на пазара или извън него;
- Въвеждане на такса в размер 5% върху месечните приходи от продажбите на електроенергия за всичките производители и търговци, както и върху приходите от достъп и пренос на електропреносното и газопреносното дружества (тези приходи също се събират във ФСЕС);
- Ограничаване на количествата електроенергия, които НЕК изкупува от ВЕИ производителите по преференциални цени. Тези обеми са базирани на референтните стойности в решенията на регулатора, определящи преференциалните цени. Произведената над определените лимити (нетно специфично производство) електроенергия може да се изкупува от НЕК на цена „излишък“ или да се продава от производителите на свободния пазар; и
- Намаляване на разходите за електроенергия, закупувана по дългосрочните ДИЕ с топлоелектрическите централи. При предоговарянето на дългосрочните ДИЕ през април 2015 г. е договорено намаляване на плащанията за разполагаемост на Марица Изток 1 и Марица Изток 3, съответно с 14% и 15% (намалението е в сила от април 2016 г.).

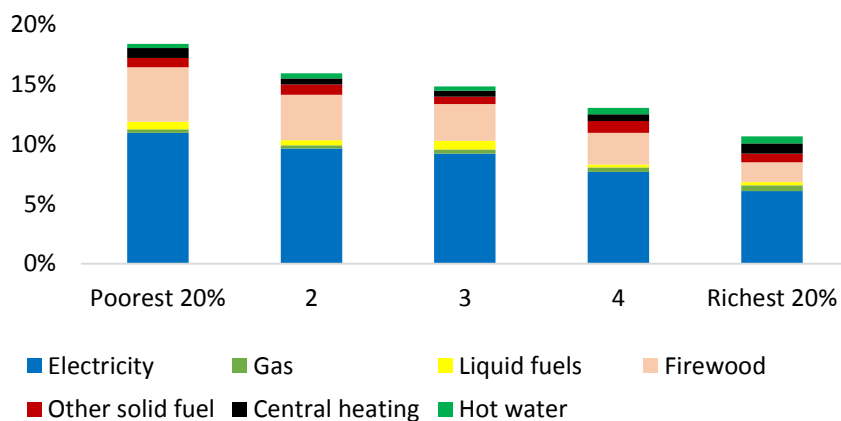
Някои от мерките бяха *ad hoc* (като ограничаването на производството на производителите от ВЕИ, налагането на таксата върху приходите на някои дружества), като повечето имаха негативно въздействие върху финансовото състояние на дружествата от сектора. Тези мерки обаче допринесоха за значителното намаляване на тарифния дефицит. Дефицитът през 2015 г. е оценен на едва 71 млн. лв., в сравнение с 435 млн. лв. през 2014 г., което може да бъде видяно на Фигура 1 по-горе.

Значителен напредък бе постигнат и по отношение реализирането на конкурентен пазар на едро. През януари 2016 г. БНЕБ, дъщерно дружество на БЕХ, стартира пазара „Ден напред“. Това е една от критично важните стъпки в процеса на прехода към съвместим с ЕС пазарен модел. Засега участието на електроенергийната борса е обещаващо: регистрирани са 36 члена, постепенно се увеличават ежедневно търгуваните обеми. Според публикувани от БНЕБ данни, през септември 2016 г., общият търгуван обем е достигнал 221 GWh със средно часови търгуван обем от 307 MWh и средна цена от 30,88 евро/MWh.

Правителството работи и по решаване на въпросите относно достъпността

Стойността на енергията, по-конкретно на електроенергията, е важен политически въпрос в България. Това пролича през февруари 2013 г., когато правителството подаде оставка след масови протести заради необичайно високи сметки за електроенергия и обществено възприемане за погрешно управление и корупция. Оттогава насам държавните политики се стремят да смекчат бремето на цените на електроенергията за крайни потребители, като не дават възможност на НЕК да прехвърля разходите си за изкупуване на електроенергия върху потребителите. Това на практика е вид субсидия за всичките потребители, без да се взимат предвид нивата на доходите им или енергийната им уязвимост.

Фигура 2: Енергийни разходи на населението по разходни компоненти (дял от общите разходи, всички домакинства)



Електроенергията е основният източник на енергия за повечето домакинства, без оглед населеното място, доходите или нивото на бедност.³ Енергията формира средно 14 на сто от общите разходи на домакинствата. Както обаче е показано на Фигура 2, най-бедните домакинства (намиращи се в долните 20 на сто в схемата на разпределението на доходите) харчат 17.4 на сто от общия си бюджет за енергия, докато най-богатите домакинства, намиращи се в най-горните 20 на сто от населението по разпределение на доходите, харчат

³ Следвайки принципите на Юростат, дефинираме бедните лица като такива, чийто разполагаем доход е под 60 на сто от средния еквивалентен разполагаем доход за страната, след социални трансфери.

едва 11.9 на сто. Като енергийно уязвими са дефинирани тези домакинства, които харчат над 10% от доходите си за електроенергия. С цел защита на бедните и уязвими домакинства от въздействието на увеличение на цените, е необходимо да бъдат въведени мерки, чрез които електроенергията да стане достъпна за групите от населението с ниски доходи, както и да се реализират други мерки, като например инвестиции в енергийна ефективност на домакинствата.

Правителството предлага въвеждане на 'социална тарифа', като също така разглежда и мерки за подкрепа на енергийната ефективност в многофамилните жилищни сгради. Предложената социална тарифа ще покрие до 70% от компонента „електроенергия“ на крайната цена за уязвимите домакинства с потребление под 100-150 KWh на месец. Допустимите групи включват (1) възрастни хора над 70 г. възраст, които живеят сами и са с доход под линията на бедността за страната; (2) лица с над 90 на сто нетрудоспособност, с чужда помощ (без оглед доходите); (3) семейства с деца с увреждания, с чужда помощ (без оглед доходите); и (4) лица и семейства, получаващи целевата помощ за отопление.

Необходими са още действия за укрепване финансовото възстановяване на сектора и за изграждане на устойчива структура на пазара

Предизвикателството за държавата занапред ще бъде да се затвърди ефекта от последно въведените регулаторни и законодателни мерки чрез реализиране на комплексна програма, която да насочи сектора в устойчива във финансово и социално отношение посока. Една такава програма трябва да отчете спецификите на българския енергиен сектор, който се характеризира със: (а) значителни нива на задължения, натрупани през последните няколко години, (б) относително висок дял на електроенергийните разходи в бюджетите на домакинствата – особено при най-бедните, и (в) значителен дял електроенергия, изкупувана на цени, определени в дългосрочни ДИЕ и законови задължения. Тези фактори изискват гъвкав подход за реализиране на постепенен преход към напълно либерализиран пазар, с фокус върху долупоисаните области.

Приоритетна област 1: От финансово възстановяване към дългосрочно стабилизиране

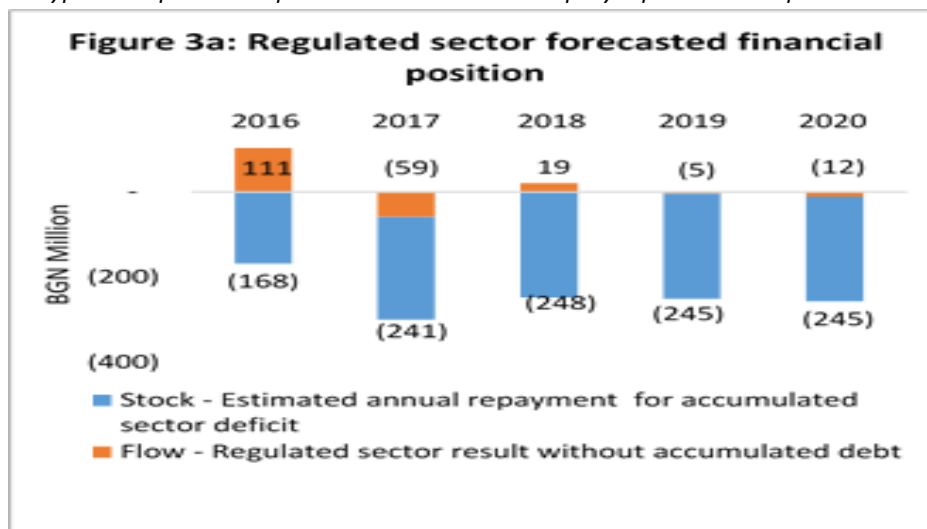
За да може енергийният сектор да постигне устойчиво финансово възстановяване, трябва да бъдат решени следните предизвикателства:

- През следващите години трябва да бъдат погасени значителните натрупани задължения. Въз основа на финансов модел на паричните потоци в целия сектор ^[1],

^[1] С цел оценка на финансовия дефицит и определяне на краткосрочни и дългосрочни варианти за финансово стабилизиране на енергийния сектор, Световната банка изготви финансов модел на целия сектор. Моделът обхваща

нашата оценка е, че при пълното реализиране на предприетите досега мерки, разликата между приходи и разходи на годишна база (текущ дефицит) се елиминира (Фигура 3а). Възможно е дори да бъдат реализирани скромни печалби. Тези мерки обаче ще бъдат недостатъчни за погасяването на значителните натрупани задължения, оценени на 1.9 млрд. лв. към декември 2015 г. Понастоящем този дълг е финансиран от БЕХ чрез емитирането на два петгодишни облигационни заема (падежиращи през ноември 2018 г. и август 2021 г.), с разходи за финансиране (с годишни лихвени проценти съответно 4.250 процента и 4.875 процента), надвишаващи разходите по държавни заеми.

Фигура 3а: Прогнозно финансово състояние на регулирания сектор

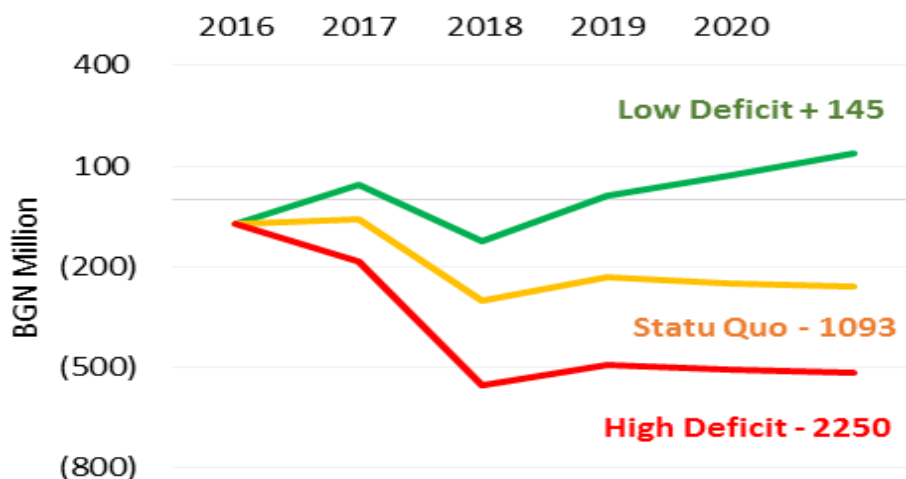


- Макар и финансовото положение да е стабилизирано, то е крехко. Както е показано на Фигура 3б, въз основа на направен анализ на чувствителността, нашата оценка е, че ако не бъдат реализирани допълнителни мерки (втори сценарий, жълтата линия – настоящо положение), сумарният дефицит на сектора отново ще се повиши – до 1,093 млн. лв. към 2020 г. Освен това, ако някои от вече имплементираните от държавата мерки не бъдат реализирани докрай ^[2] (Първи сценарий, в червено – висок дефицит), сумарният дефицит ще се покачи още повече – до 2,250 млн. лв. към 2020 г. Анализът на чувствителността подчертава крехкостта на финансовото състояние на сектора, постигнато в последно време и идентифицира риск, че секторният дефицит може да продължи да бъде бреме за България.

Фигура 3б: Финансово състояние на регулирания сегмент – анализ на чувствителността

периодите 2013-2015 г. (2013-2014 исторически, 2015 предварителни данни) и 2016-2020 г. (прогнозни данни) и дава широк общ преглед и рамка за оценка на финансовото положение на сектора.

^[2] Ключовите разлики спрямо Втори сценарий (Настоящо положение) са следните: задължително изкупуването обеми от ВЕИ и приходите от продажба на квоти за CO₂ са върнати на историческите нива, 5-процентната такса върху приходите на производителите не се прилага за електропреносното и газопреносното дружества, натрупаните задължения се погасяват за по-кратък срок и при по-високи лихвени проценти.



Предвид широкия обхват на реализираните наскоро мерки, допълнителните възможности за понижаване на разходите в сектора са ограничени, тъй като вече са използвани повечето налични лостове. Други две мерки биха били много подходящи за осигуряване на необходимите ресурси за ежегодното покриване на всичките разходи в системата и за погасяване на натрупаните задължения:

Първа мярка: Намаляване на разходите за погасяване на натрупаните задължения чрез рефинансиране на облигационните заеми на БЕХ при по-добри условия. Както бе посочено по-горе, предприетите в миналото държавни политики в сектора са довели до натрупване на значителни задължения. С цел облекчаване на бремето, свързано с погасяването на задълженията, облигационните заеми на БЕХ трябва да бъдат рефинансирани за по-дълъг период за от време и при по-ниски лихвени проценти. В тази насока, препоръчваме или държавата да емитира облигационен/ни заем/и, или да предостави държавна гаранция при спазване насоките и правилата на ЕС относно държавни помощи. Държавната гаранция би намалила значително размера на разходите за погасяване на задълженията чрез удължаване на срока за погасяване и понижаване на лихвените проценти. Например, удължаване на срока за погасяване от 8 на 15 години и намаляване на лихвите по финансирането от приблизително 5.0 процента на 3.25 процента би намалило ежегодните разходи по обслужване на дълга от 286 млн. лв. на 162 млн. лв. (при допускане за погасяване на задълженията на равни вноски). При определяне на подходящия срок за погасяване на дълга е важно правителството да оцени какъв трябва да бъде адекватният период, през който секторът да погаси натрупаните задължения. Ако този период е прекалено кратък (напр. 5 години), тежестта може да се окаже прекалено голяма. Ако обаче е прекалено дълъг (напр. 20 години), бремето би било несправедливо прехвърлено на бъдещите потребители и би изисквало неколкократно финансово реструктуриране.

Втора мярка: Увеличаване на такса „Задължение към обществото“ за всички потребители. При допускане, че приетите от държавата мерки ще бъдат напълно реализирани, нашата оценка е, че се налага и ежегодно петпроцентно увеличение на такса

„Задължение към обществото“ до 2019 г. (в номинално отношение – т.е. без отчитане на инфлацията през периода 2016–2020 г.). С оглед на факта, че такса „Задължение към обществото“ е само един от компонентите, формиращи крайната цена на електроенергията е за регулирания пазар и цените на свободния пазар, реалното увеличение на цената за потребителите ще бъде умерено. При регулираните потребители увеличението на крайната цена е оценено на приблизително два процента годишно, в допълнение към корекцията за инфлация. Конкретната необходима корекция на такса „Задължение към обществото“ трябва да бъде определена от регулатора (КЕВР), на база по-подробни и актуализирани данни.

Приоритетна област 2: Преход към нов пазарен модел

С цел изграждане на изцяло конкурентен електроенергиен пазар, съвместим с целевия модел на ЕС, трябва да бъдат решени следните предизвикателства:

- **Настоящият модел с единствен обществен доставчик не е подходящ за изграждане на изцяло конкурентен пазар.** Процесът на пазарна либерализация не може да бъде поддържан при действащата структура на пазара, състояща се от (а) *регулиран* пазар (обхващащ около 40 процента от нетното производство, при който на практика НЕК действа като единствен купувач) и (б) *свободен* пазар (обхващащ останалите 60 процента от пазара, реализиран чрез двустранна търговия).
- **Стартирането на пазара „Ден напред“ е сериозна стъпка към организиране на конкурентен пазар, но е необходимо да се осигури по-голяма ликвидност, за да се постигне надеждна референтна цена.** Ликвидността на ПДН е подкрепена чрез Споразумение за осигуряване на ликвидност между БЕХ и БНЕБ по делото на Генерална дирекция „Конкуренция“ на ЕС⁴. Това споразумение ще окаже положително въздействие върху пазарната ликвидност в бъдеще. Важно е обаче търговията на ПДН да се разрасне над обемите, гарантирани със споразумението, до степен, която да служи за осигуряване на надеждна референтна цена на електроенергията в България. Пазарното обединение с електроенергийния пазар на ЕС в средносрочен до дългосрочен план ще бъде единственият устойчив вариант за преодоляване на проблемите с ликвидността поради факта, че България е сравнително малък пазар с малко на брой участници (виж по-долу).
- **Пазарната структура е концентрирана, което я излага на риск от потенциална злоупотреба с пазарна сила. Освен това голям дял от производството е обвързан с действащите договорни и законови задължения.** Дъщерните дружества на БЕХ реализират приблизително 60 процента от брутно вътрешно производство и имат доминираща позиция на българския електроенергиен пазар. Макар тези предприятия

⁴ Дело № 39767. http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39767. Съгласно това споразумение, принадлежащите на БЕХ предприятия ще осигурят твърди количества за платформата на ПДН с „офертна цена“, базирана на пределните им разходи. Въпросните твърди количества ще бъдат увеличени от 293 MW (9.2 на сто от нетното вътрешно потребление) през първата година до 807 MW (23.6 на сто от нетното вътрешно потребление) през петата година.

да имат оперативна самостоятелност, ако на пазара не бъде реализиран адекватен механизъм за мониторинг, има риск от налагане на пазарна сила. В допълнение, около 23 процента от вътрешното производство е предмет на задължително изкупуване по дългосрочни ДИЕ или по преференциални цени (ПЦ), като цените се определят от конкретни разпоредби на договорите/нормативната уредба.

В тази връзка се препоръчват следните четири мерки.

Първа мярка: Въвеждане на задължение за закупуването на технологичните загуби на пазарен принцип. Търгуваните обеми на ПДН могат да бъдат увеличени допълнително, ако операторът на електропреносната мрежа (ЕСО) и операторите на електроразпределителните мрежи (ЕРП) бъдат задължени да купуват поне част от количествата за технологични загуби от ПДН, а останалата част се закупува чрез търг за дългосрочен договор. Този подход е реализиран на много европейски пазари поради ликвидни причини. Например, може да бъде предвидено ЕСО и ЕРП да набавят до 70 процента от електроенергията за покриване на технологичните си разходи/загуби по мрежите чрез дългосрочни договори, с цел осигуряване на базовата стойност на загубите, а остатъкът да набавят от ПДН. Трябва обаче да се отбележи, че макар тази мярка да има положителен ефект за подобряването на ликвидността на ПДН и би била стимул за операторите за намаляване на загубите, тя ще има неблагоприятно въздействие върху паричните потоци в сектора⁵, които въпреки всичко трябва да бъдат събирани, с цел да не бъде засегнат финансовия баланс на системата.

Втора мярка: Интегриране на производителите с дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия и производители, възползващи се от преференциални цени на пазара на едро. Интеграцията обещава ползи за потребителите чрез повишена конкуренция, ликвидност и ефикасност на енергийните пазари, като същевременно защитава стабилността на приходите на производителите с ДДИЕЕ и от ВЕИ по време на прехода към пълна либерализация. Един подход, който е бил използван в други държави от ЕС и снетен за подходящ в българския контекст, е трансформиране на договора за изкупуване на електроенергия или задължителното изкупуване по преференциална цена във финансов договор, познат като **Договор за разлика**. При въвеждането на ДзР е важно да се обмисли елемент на етапност за интегриране на производителите на пазара. Препоръчва се първоначално да се въведат ДзР с топлофикационните централи с дългосрочни ДИЕ за договорените количества, които да бъдат последвани от големите ВЕИ производители на втори етап, а най-накрая (трети етап) – малките и средните ВЕИ производители и централите с високоефективно комбинирано производство. ДзР може също така да бъде използван като преходен механизъм за подкрепа на пазарната либерализация за регулирания сектор. А именно, електроснабдителните дружества могат да се възползват от ДзР за количествата електроенергията, необходима за задоволяване на битовите потребители. Това ще спомогне

⁵ Понастоящем, загубите се купуват на определена от КЕВР цена, която за регулаторния период 2015/2016 г. е 30 лв./MWh (без да се включват такса „Задължение към обществото“, таксите за достъп до мрежата ВН и таксите за пренос). Ако загубите бъдат търгувани на пазарни цени, цената ще се удвои, съдейки по текущите цени на ПДН.

за постепенно излагане на потребителите на влиянието на пазарните цени (виж Приоритетна област 3 по-долу за повече подробности).

В Таблица 1 са посочени ключовите параметри на ДзР. За да бъдат трансформирани настоящите договори в ДзР, ще е необходим задълбочен анализ и консултации със заинтересованите страни за да се дефинират в детайли тези параметри както и процедурите за реализиране на мярката.

Таблица 1. ДзР – Ключови параметри

Параметър	Коментар
Цена по ДзР	Да бъде определена на база параметрите, заложиени в ДИЕ/нормативната база
Насрещна страна	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“
Референтна цена за определяне на компенсацията	Цената на пазар „Ден напред“ на БНЕБ трябва да се използва като референтната цена за сетълмент
Обем	По принцип ДзР е финансов договор, но в настоящия случай той трябва да съдържа и обем, който трябва да бъде предлаган на/закупуван от борсата
Място на извършване на търговията	ПДН опериран от БНЕБ, чиято референтна пазарна цена ще се използва за определяне на компенсацията
Допълнителни ключови параметри, които биха се прилагали към конкретни заинтересовани страни	
Топлофикационни централи с дългосрочни ДИЕ	<ul style="list-style-type: none"> • Горен лимит на обема по ДзР • Цената на ДзР трябва да вземе предвид плащанията за разполагаемост и за производство на електроенергия
ВЕ производители, възползващи се от преференциални цени	<ul style="list-style-type: none"> • Горен лимит на обема по ДзР или нетното специфично производство • Индивидуална отговорност за балансиране или като част от балансираща група • Етапност (първо се интегрират големите производители)
Електроснабдителни дружества, обслужващи регулираните клиенти	<ul style="list-style-type: none"> • Цената на ДзР може да бъде определена на база форуърдна цена в съседните държави (на БНЕБ още няма форуърдни пазари) • Методологията и отговорността за изчисляването на обема, цената на ДзР и др. параметри трябва да се реализират от КЕВР.

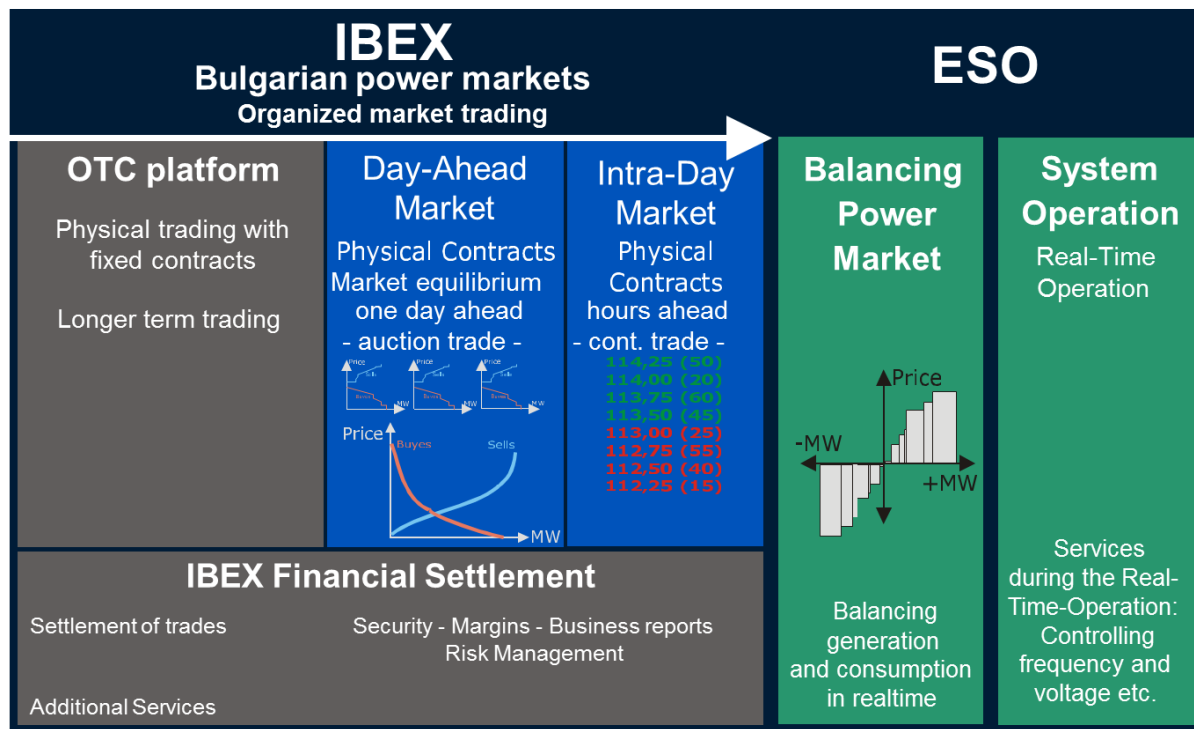
Трета мярка: Подготовка за обединението на пазарите и реализиране на зони за внос/износ. Обединението с електроенергийния пазар на ЕС е единственият устойчив вариант за избягване на потенциален риск от нарушаване на конкуренцията на пазара, поради факта, че България е сравнително малък пазар с малък брой производители. Целевият модел на ЕС

за времевата рамка „ден-напред“ е Европейското ценово обединение (EPC), което едновременно определя обемите и цените във всичките съответни зони, въз основа на принципа на пределното ценообразуване. Обединението на пазарите би облагодетелствало България, понеже БНЕБ е член както на Ценовото обединение на регионите (PCR), така и на Мулти-регионалното обединение (MRC), които са установените механизми за сътрудничество за реализиране на обединение на пазарите. Това означава, че българският пазар ще може да се присъедини веднага щом MRC достигне до една или повече съседни държави. Един вариант за България е да се присъедини към Пазарното обединение 4М (4М МС) - проект, който интегрира ПДН за електроенергия на ОТЕ в Чехия, НУРХ в Унгария, ОРСОМ в Румъния и ОКТЕ в Словакия. Препоръчва се БНЕБ да започне преговори с румънския оператор на преносната мрежа и румънската енергийна борса (ОРСОМ) с цел подготовка за реализиране на търгове за неявно разпределение, на база пазарно обединение за интерконекторната връзка между Румъния и България. Това на следващ етап би дало възможност за пълно обединение, когато 4М МС реализира MRC.

Въвеждане на зони за внос/износ също може да бъде разгледано като преходна мярка за увеличаване на регионалната търговия и ликвидността на ПДН преди пълното обединение на българското пазарно пространство с паневропейския пазар. Зоните за внос/износ са използвани като преходна мярка за търговия на енергия със съседни зони в други държави от ЕС (Латвия, Полша, скандинавските държави и др.) преди обединението на пазарите. За да могат да функционират зоните за внос/износ, ЕСО трябва да задели трансграничен капацитет за имплицитно разпределение чрез ПДН. Вариантите за създаване на зони за внос/износ включват Турция (като държава, която не е членка на ЕС), Гърция (която не реализира изцяло целевия модел на ЕС) и Македония. Препоръчва се БНЕБ, ЕСО и КЕВР съвместно да решат каква е предпочитана структура и ключовите параметри на зоната за внос-износ и да влязат в контакт с поне един от тримата посочени потенциални кандидати.

Четвърта мярка: Разработване на организирани пазари за двустранна търговия и в рамките на деня: С цел допълване на ПДН и предоставяне на участниците на пазара варианти за търговия в различни времеви рамки, се препоръчва разработването на организиран „Пазар в рамките на деня и пазар за двустранна търговия. На Фигура 4 е представен идеен вариант за организиране на пазара.

Фигура 5: Идеен вариант за организиране на пазара



Източник: Nord Pool Consulting

Пазарът в рамките на деня е следващата стъпка, предназначена за увеличаване и засилване на физическата търговия на електроенергия на ПДН. ПРД се отваря след финализиране на резултатите от тръжната сесия на ПДН. Това дава възможност на участниците на пазара да прецизират позициите си спрямо часовете за доставка. Въвеждането на ПРД в България вероятно ще бъде благоприятно за производителите, които имат отговорност за балансиране и изпитват затруднения при прогнозиране на производството си. Например, производството от вятърна енергия е доста непредвидимо и е трудно за търгуване на пазара “Ден напред”, където участниците трябва да имат график за задължителни физически доставки един ден преди изпълнението им. Като резултат, въвеждането на ПРД може да помогне за намаляване на разходите за балансиране на такива участници на пазара. Препоръчително е БНЕБ да реализира плановете си за отваряне на платформа за ПРД до второто тримесечие на 2017 г.

Пазарът за двустранна търговия е важен елемент, тъй като цялата търговия на свободния пазар се извършва чрез двустранни сделки. Реализирането на организирана платформа за ДТ би създадо един открит и прозрачен пазар за дългосрочно търгуване на стандартизирани продукти с физическа доставка. Резултатите от тръжната сесия са публично достъпни, а именно търгувани обеми, цени и участници в сесията. Това ще даде възможност за търгуване електроенергия за базово натоварване, пиково натоварване и извън-пиково натоварване и други продукти с различни срокове за доставка, включително: ден, седмица, месец, тримесечие, полугодие и година. Платформа за ДТ ще помогне на производителите, които са

по-малко гъвкави по отношение регулиране на обемите на продукцията си (като напр. АЕЦ), да участват по-активно на организирания пазар.

С цел подобряване на прозрачността и ефикасността при двустранните сделки се препоръчва цялата двустранна търговия на държавните предприятия - производители, която се реализира извън ПДН и ПРД, да бъде прехвърлена на организираната платформа за ДТ. Понастоящем, тези производители провеждат публични търгове за търговия на продукцията си, надвишаваща количествата, които се доставят на регулирания пазар чрез индивидуални платформи. БНЕБ е избрала доставчик на услуги за разработването на електронна платформа за търговия на двустранния пазар, като се очаква платформата да е напълно функционална към четвъртото тримесечие на 2016 г. Препоръчва се всичките държавни предприятия - производители да извършат преход към новата платформа в рамките на 12-месечен срок. Този срок съответства на максималната продължителност на понастоящем сключваните двустранни договори чрез търг.

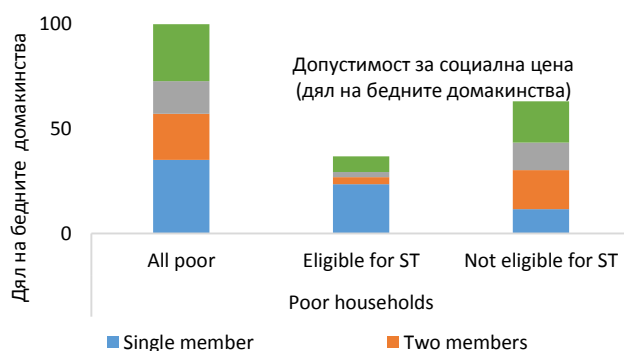
Приоритетна област 3: Пазарна либерализация и ценова достъпност

България либерализира своя енергиен пазар от 2007 г. насам, което означава, че потребителите могат да избират своя доставчик. Към 2016 г. единствено битовите потребители имат правото да изберат регулираните цени, определяни от КЕВР. Ключов въпрос е дали България трябва да премахне регулираните цени и за битовите потребители. От една страна дерегулацията на цената за крайните потребители може да увеличи конкуренцията между доставчиците и да предостави по-голям избор на клиенти на пазара на дребно, но от друга, излага потребителите на по-големи ценови колебания. В допълнение, препоръката за увеличаване на такса „Задължение към обществото“ с около 5 процента годишно предполага ценови корекции за домакинствата. Поради това, ако се предприеме ценовото дерегулиране, както и корекции в такса „Задължение към обществото“, те трябва да бъдат придружени от актуализиране и разширяване обхвата на (а) програмите за социално подпомагане в краткосрочен план и (б) енергийна ефективност в средносрочен до дългосрочен план. За постигане на тези цели трябва да се отчетат следните предизвикателства:

- **Регулираните тарифи не са основани на пазарните цени.** Цената на електроенергията (в контекста на суровинния компонент на регулираните тарифи) се определя от КЕВР на база приходите, необходими за покриване на разходите на НЕК за покупка на електроенергия. Такъв подход може да изкриви пазара на дребно, когато доставчиците могат да набавят електроенергия от електроенергийната борса на по-ниски цени (които се очаква да бъдат между 50 и 75 лв./MWh на ПДН), в сравнение с регулираните тарифи, по които продават електроенергия на своите потребители (заложен на ниво 78.70 лв./MWh, без да се включва такса „Задължение към обществото“).

- **Налице са около 440 000 домакинства, които са най-уязвими от увеличаване на цената на електроенергията.** Това са домакинства, които са и бедни по доходи и енергийно уязвими, като те са в долните 25 процента по разпределение на доходите и харчат за енергия над 10 процента от бюджета си. Тези домакинства са разпръснати из цялата страна, като 49 процента живеят в слабо населени райони, а 26.2 на сто живеят в по-гъсто населени райони. Около 6.7 процента от тези домакинства имат член с увреждания, 18.8 процента са с безработен глава на домакинството, а 24.5 процента са самотни възрастни хора над 70-годишна възраст. Допълнителни 149 000 домакинства, които са бедни по доходи, бързо могат да се превърнат и в енергийно уязвими, ако се повишат цените на електроенергията.
- **Действащите програми за социално подпомагане са неадекватни за обхващане на домакинствата в риск.** Те са сограничен обхват и формират сравнително малък дял от доходите на бедните. Едва 14 процента от бедните домакинства са обхванати от помощта за отопление, а едва 5 процента са обхванати от програмата за гарантиран минимален доход. При домакинствата, получаващи тези помощи, помощта за отопление формира 5 процента от техния доход.
- **Предложената социална тарифа би смекчила само частично ефекта на обедняването в случай на увеличаване на цените на електроенергията.** Социалната тарифа е положителна първа стъпка към подобряване на ценовата достъпност на електроенергийните услуги за бедните и уязвими домакинства. Защитата на социалната тарифа, обаче, би била ограничена от нейния сравнително малък размер и предложените критерии за допустимост. Очаква се социалната тарифа да възлиза на около 187 лв. годишно на домакинство, което представлява около 7 процента от доходите на бедните. Много бедни домакинства – по-конкретно, многодетните домакинства - няма да попадат сред допустимите за подпомагане (Фигура 5). Тези домакинства, които са допустими, ще бъдат обхванати само частично, тъй като тяхното потребление обикновено надвишава предвиждания лимит 100-150 kWh за социалната тарифа. Механизмите за реализация на програмата, като например параметрите и процесът за идентифициране на бенефициентите, също ще са от критично значение за успеха ѝ в краткосрочен план.

Фигура 5 - Допустимост за социална цена



Въз основа на тези предизвикателства се препоръчва правителството да реализира следните мерки:

Либерализация на пазара

Първа мярка. Въвеждане на регулирано ценообразуване за домакинствата, базирано на пазарен принцип, което означава, че разходите за електроенергия (суровинният компонент) в регулираната цена се основават на цената на ПДН. В глобален план, опитът от пълната дерегулация на цените за крайните потребители е със смесени резултати. В българския случай се препоръчва поетапен подход за дерегулация на пазара на дребно. Това може да бъде постигнато чрез постепенно индексирание на част от суровинния компонент в цената за домакинствата към цената на ПДН (например на три нива), а остатъкът от цената е регулирана и се покрива от ДзР между доставчиците (електроснабдителните дружества) и насрещната страна по ДзР. Например:

- *Базово ниво:* [50%] от цената на електроенергия (т.е. суровинния компонент) в тарифата за крайните потребители се определя на база пазарни цени (“Ден напред”), а останалите [50%] е регулирана цена като разликата между разходите на доставчика за регулираната част се покрива от ДзР
- *Средно ниво:* [70%] от цената на електроенергия (т.е. суровинния компонент) в тарифата за крайните потребители се определя на база пазарни цени (“Ден напред”), а останалите, а останалите [30%] е регулирана цена като разликата между разходите на доставчика за регулираната част се покрива от ДзР
- *Високо ниво:* [100%] от цената на електроенергия (т.е. суровинния компонент) в тарифата за крайните потребители се определя на база пазарни цени (“Ден напред”).

Това ще позволи на крайните потребители да се адаптират постепенно към новите пазарни цени. Броят на нивата и съотношението пазарна/регулирана цена на електроенергията за всяко ниво могат да бъдат усъвършенствани и коригирани допълнително в течение на времето. След постигане на пълна индексация към пазарните цени, трябва да бъде обмислено пълно премахване на регулираните цени.

Втора мярка. Провеждане на информационни кампании относно правата на потребителите, възможностите и предимствата, които им дава поетапното дерегулиране на цените, запознаване с принципите на пазарно ценообразуване и причините за корекцията в цените. Повишаване на обществената информираност за потребността от корекциите в цените по ясен и последователен начин и за мерките за социална защита, които ще бъдат въведени преди пълното премахване на регулираните цени, ще изгради доверие в институциите и разбиране на процеса от потребителите. Информираниостта на обществото може да се реализира чрез национални информационни кампании, диалог с гражданите по енергийните въпроси, инициативи на КЕВР за улесняване на прехвърлянето, като например издаване на решение за стандартизираните профили и намаляване на сроковете за прехвърляне.

Защита на уязвимите потребители

Първа мярка. Максимално ефективно използване на наличните административни данни с цел осигуряване автоматичното включване на допустимите бенефициенти в схемата на социалната тарифа. За да бъде ефективна социалната тарифа, допустимите физически лица и семейства трябва да се възползват от схемата със социалната тарифа. В други държави от ЕС, реализирали схеми със социална тарифа, идентифицирането на бенефициентите се извършва чрез (а) електроразпределителните дружества (например във Великобритания и Белгия), (б) административни органи като министерства или общини, които идентифицират уязвимите бенефициенти по други програми (например в Литва, Сърбия и Гърция), или чрез (в) комбинация от предходните два варианта. В българския случай е препоръчително да се използва в максимално степен възможността за автоматично включване на допустимите физически лица и семейства (напр. получатели на помощта за отопление, лица с увреждания и деца) чрез наличните административните данни. Това ще спомогне за минимизиране на риска от по-ниско усвояване на помощта (какъвто е примерът на Франция), особено при липса на ефективни информационни кампании и в случай, че процедурата за кандидатстването е времеемка. След идентифицирането на допустимите бенефициенти, помощта би могла да бъде администрирана чрез системите за фактуриране и плащане на електроснабдителните дружества.

Втора мярка. Да се обмисли разширяването на критериите за допустимост, успоредно с увеличаване на размера на помощта, с цел обхващане на големите домакинства, чиито доходи са под линията на бедност. За разширяване на обхвата на социалната тарифа, държавата би могла да включи като група бенефициенти и големи семейства, живеещите в слабо населени райони (напр. домакинства с над трима членове) с доход на глава под линията на бедност и да увеличи прага за потребление от 150KWh на 250KWh на месец за тези домакинства. Това ще отчете факта, че повечето домакинства в селата потребяват над 150 KWh електроенергия на месец, а също и факта, че много от големите домакинства в слабо населените райони иначе биха били недопустими за подпомагане. Нашата оценка а, че разширяване на обхвата с тази група потребители ще намали обедняването с 0.8 процентни пункта – т.е. 220 000 домакинства под линията на бедността при обща стойност на програмата от 205 млн. лв./год. в периода 2017-2019г. (в сравнение със средно 69 млн. лв. в момента).

Трета мярка. Интегриране на социалната тарифа в действащата система за социално подпомагане в средносрочен план чрез разширяване на програмите за социално подпомагане. Програмата на социалната тарифа има временен характер, което предполага, че трябва да се върви към изграждане на по-цялостен подход за социалната защита. Този подход би (а) интегрирал енергийната помощ в рамките на действащите схеми за социално подпомагане и би увеличил техния обхват, и (б) би съчетал финансовата подкрепа с нефинансови мерки за подпомагане на енергийно уязвимите потребители. Националната програма за енергийна ефективност на жилищните сгради, например, е една от

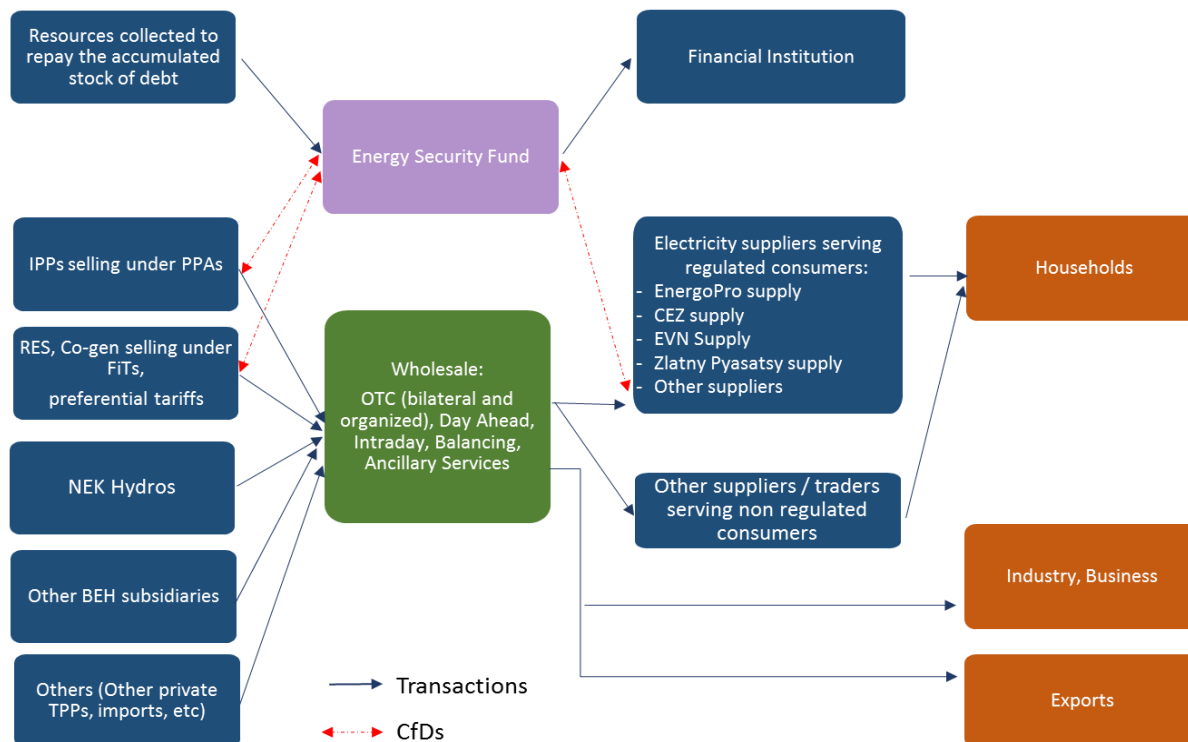
нефинансовите мерки, които могат да бъдат изменени с цел предоставяне на целева подкрепа на домакинствата с ниски доходи.

Приоритетна област 4: Институционална организация в подкрепа на прехода

Преходът към финансово възстановяване и конкурентен пазар въз основа на описаните препоръки изисква подходяща институционална организация, подкрепена от адекватна нормативна база. Изпълнението на преходните мерки ще е свързано с големи предизвикателства. Трябва да бъде изграден подходящ институционален капацитет за изготвяне на мерките, провеждане на консултации със заинтересованите страни, включване на мерките в нормативна база и контрол на изпълнението им. Заинтересованите страни от сектора също ще трябва да изградят вътрешен капацитет, за да могат да функционират в новата пазарна и институционална среда. Критично важните компоненти за реализиране на адекватна институционална организация за прехода включват:

Първа мярка 1: Засилване на ролята на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. В българския случай, фонд „Сигурност на електроенергийната система“ вече събира приходи, целящи поне частичното покриване на ценовия дефицит. Препоръчително е ролята на ФСЕС да бъде разширена, така че фондът (а) да стане субектът, събиращ приходи (такса „Задължение към обществото“ и други приходи), предвидени за компенсиране на дефицита, (б) да стане насрещната страна по ДзР и (в) да бъде субектът, отговарящ за погасяването на натрупаните задължения. Предложената организация на прехода е представена на Фигура 6. Както бе споменато по-горе, за подобряване на условията по погасяването на задължения и повишаване на кредитоспособността на ФСЕС като насрещна страна по ДзР, ще е необходима някаква форма на държавна подкрепа - чрез държавни гаранции. На последно място, с оглед централната роля на ФСЕС в сектора, професионалното управление и оперативна самостоятелност на фонда ще бъдат от ключово значение за осигуряване на ефикасното и прозрачно управление на ресурсите.

Фигура 6: Схема на прехода към конкурентен електроенергиен пазар



Източник: Екипът на СБ

Втора мярка: Повишаване на капацитета и независимостта на КЕВР. Чрез измененията в Закона за енергетиката от април 2015 г. бе постигнат напредък по отношение повишаване независимостта на КЕВР. Въз основа на новата правна рамка ще са необходими постоянни усилия за осигуряване на реалната независимост на КЕВР. Въвеждането на организиран конкурентен електроенергиен пазар в България ще изисква задълбочен мониторинг от страна на КЕВР, която да гарантира, че търговията на пазара се осъществява в условия на интегрираност и прозрачност. По-конкретно, КЕВР ще трябва да изгради вътрешен капацитет за прилагане на Регламента на ЕС относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (Регламент REMIT).

Трета мярка: Подобряване на независимостта и управлението на БНЕБ. БНЕБ е в сърцевината на предложения преход. Осигуряването на нейната оперативна независимост и добро управление ще е от ключово значение за установяването на конкурентен електроенергиен пазар. Първата стъпка за постигането на тази цел е прехвърляне на собствеността на БНЕБ от БЕХ на Министерството на финансите на България в изпълнение на ангажиментите по споменатото по-горе дело на Генерална дирекция „Конкуренция“ на ЕС⁶. Препоръчва се в бъдеще правителството да предприеме действия за прехвърляне собствеността на борсата от Министерство на финансите на независима организация

⁶ Дело номер 39767. http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39767.

(компания, която не е свързана с БЕХ или с държавата) с цел елиминиране опасенията на участниците на пазара относно прозрачността и независимо й управление.

Направените препоръки в настоящия Резюмиран доклад, се предоставят на българското правителство като потенциален преход към един финансово и социално по-устойчив енергиен пазар.